



**Tribunal de Fiscalización Ambiental
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios**

RESOLUCIÓN N° 015-2019-OEFA/TFA-SE

EXPEDIENTE N° : 2566-2018-OEFA/DFAI/PAS
PROCEDENCIA : DIRECCION DE FISCALIZACIÓN Y APLICACIÓN DE INCENTIVOS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.
SECTOR : HIDROCARBUROS
APELACION : RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 1060-2019-OEFA/DFAI

SUMILLA: Se integra la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI, precisándose el contenido establecido en su parte resolutive.

Asimismo, se confirma la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI en los siguientes extremos:

- i) Respecto de la determinación de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las conductas infractoras previstas en el Cuadro N° 7.1 del Anexo 7 de la presente resolución.
- ii) Respecto del dictado de las medidas correctivas previstas en el Cuadro N° 8.1 del Anexo 8 de la presente resolución.

De otro lado, se revoca la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI en los siguientes extremos:

- i) Respecto de la determinación de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. en el extremo de la conducta infractora prevista en el Cuadro N° 7.2 del Anexo 7 de la presente resolución.
- ii) Respecto del dictado de las medidas correctivas previstas en el Cuadro N° 8.4 del Anexo 8 de la presente resolución.

Debiéndose archivar el procedimiento administrativo sancionador en aquellos extremos.

Así también, se modifica la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI en el extremo referido a la medida correctiva prevista en el Cuadro N° 8.2 del

Anexo 8 de la presente resolución, de conformidad con el detalle establecido en el Cuadro N° 8.3 del referido anexo.

De igual manera se declara la NULIDAD de la Resolución Subdirectoral N° 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM y de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI, a través de las cuales se inició y determinó la existencia de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A., respectivamente, por la comisión de las conductas descritas en los Cuadros N°s 5.1 y 5.2 del Anexo 5 de la presente resolución; debiéndose retrotraer el procedimiento al momento en el que se produjo el vicio.

Finalmente se revoca la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI, en el extremo que sancionó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., con una multa ascendente a 20,780.53 (veinte mil setecientos ochenta con 53/100) UIT; reformándola con una multa ascendente a 12,172.80 (doce mil ciento setenta y dos con 80/100) UIT.

Lima, 6 de diciembre de 2019

I) ANTECEDENTES

1. Petróleos del Perú – Petroperú S.A.¹ (en adelante, **Petroperú**) es una empresa que realiza la actividad de transporte de hidrocarburos (petróleo crudo) a través del Oleoducto Norperuano² (en adelante, **ONP**), el cual tiene una longitud de 1106 km y se extiende a lo largo de los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura³ (Ver Anexo 1).

¹ Registro Único de Contribuyente N° 20100128218.

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

³ Este, a su vez, se divide en dos ramales:

i) **Oleoducto Principal:** Este ramal se inicia en la Estación N.° 1 (ubicada en el caserío San José de Saramuro, distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto) y se extiende hasta el Terminal Bayóvar (ubicado en el distrito y provincia de Sechura, departamento de Piura). El oleoducto principal se divide, a su vez, en el Tramo I (longitud: 306 km y diámetro: 24") de y Tramo II (longitud: 548 km y diámetro: 36"):

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

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

ii) **Oleoducto Ramal Norte** (en adelante, **ORN**): Este ramal (longitud: 252 km y diámetro: 16") se inicia en la Estación Andoas (ubicada en el caserío y distrito del mismo nombre, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto) y llega hasta la Estación N.° 5.

A) De las emergencias acaecidas y las acciones de la autoridad ambiental

A.1) Respecto del derrame de Imaza (km 440+781)

2. En atención a la comunicación efectuada por Petroperú al Organismo de Evaluación y Fiscalización de Incentivos (OEFA) respecto de la ocurrencia ambiental de un derrame de petróleo crudo acaecido el 25 de enero de 2016 en la progresiva km 440+781⁴ del Tramo II del ONP⁵ (ver Anexo 2)—ubicado en el caserío Villa Hermosa, distrito de Imaza, provincia de Condorcanqui, departamento de Amazonas⁶ (en adelante, **derrame de Imaza (km 440+781)**)— del 27 al 29 de enero de 2016 y, posteriormente, del 13 al 17 de febrero de 2016, la Dirección de Supervisión del OEFA (DS) efectuó dos visitas de Supervisión Especial. Así también, del 31 de marzo al 22 de abril de 2016, la Dirección de Evaluación (DE) llevó a cabo un monitoreo de agua, sedimento, suelo, hidrobiología, flora y fauna a las zonas próximas al derrame en Imaza.
3. Como resultado de dichas diligencias, se detectaron diversos hallazgos de presuntas infracciones administrativas, conforme se desprende de los siguientes documentos:
 - a) Informe de Supervisión Directa N° 633-2016-OEFA/DS-HID⁷ del 2 de marzo de 2016 (en adelante, **Informe de Supervisión Directa - Imaza**).
 - b) Informe Técnico Acusatorio N° 191-2016-OEFA/DS del 2 de marzo de 2016 (en adelante, **ITA - Imaza**).
 - c) Informe Técnico Complementario N° 1171-2016-OEFA/DS-HID del 12 de abril de 2016 (en adelante, **ITC - Imaza**).
 - d) Informe N° 135-2016-OEFA/DE-SDCA del 27 de julio de 2016 (en adelante, **Informe de Evaluación - Imaza**).

A.2) Respecto del derrame de Morona (km 206+035)

4. Tras la comunicación recibida por OEFA el 4 de febrero de 2016, como consecuencia del derrame de petróleo crudo acaecido el 3 de febrero de 2016 en la progresiva km 206+035 del Ramal Norte del ONP (ver Anexo 2), ubicado en el distrito de Morona, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto —aproximadamente, a 13 kilómetros del cruce con el río Mayuriaga (en adelante, **derrame de Morona (km 206+035)**)— del 6 al 11 de febrero de 2016

⁴ De acuerdo con lo detectado por la Dirección de Supervisión, el derrame de petróleo crudo en el Tramo II del ONP se produjo en la Progresiva km 440+781 y no en la progresiva km 440+785, tal como fuese informado por Petroperú a través del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales.

⁵ De acuerdo con lo consignado por Petroperú en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, el derrame se habría iniciado a las 09:46 horas.

⁶ Cabe precisar que la comunicación de Petroperú al OEFA fue realizada en el marco del cumplimiento del Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de su competencia, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD (publicada en el diario oficial *El Peruano* el 24 de abril de 2013).

⁷ Documento contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

y, posteriormente, del 14 al 18 de febrero de 2016, la DS efectuó dos visitas de Supervisión Especial en el Ramal Norte del ONP⁸. Así también, del 31 de marzo al 22 de abril de 2016, la DE llevó a cabo un monitoreo de agua, sedimento, suelo, hidrobiología, flora y fauna a las zonas próximas al derrame en Morona.

5. Las presuntas infracciones administrativas detectadas como consecuencia de dichas acciones de supervisión, fueron recogidas en la siguiente documentación:

- a) Informe de Supervisión Directa N° 632-2016-OEFA/DS-HID⁹ del 2 de marzo de 2016 (en adelante, **Informe de Supervisión Directa - Morona**).
- b) Informe Técnico Acusatorio N° 190-2016-OEFA/DS del 2 de marzo de 2016 (en adelante, **ITA - Morona**).
- c) Informe Técnico Complementario N° 1170-2016-OEFA/DS-HID del 12 de abril de 2016 (en adelante, **ITC - Morona**).
- d) Informe N° 153-2016-OEFA/DE-SDCA del 15 de agosto de 2016 (en adelante, **Informe de Evaluación - Morona**).

B) De la instrucción del presente procedimiento administrativo sancionador por los derrames de Imaza y Morona

6. Sobre la base de los mencionados informes, la Subdirección de Fiscalización en Energía y Minas (**SFEM**) de la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos (**DFAI**) del OEFA inició un procedimiento administrativo sancionador (en adelante, **PAS**) contra Petroperú¹⁰, a través de la Resolución Subdirectoral N° 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM¹¹ del 16 de julio de 2018 (en adelante, **Resolución Subdirectoral I**); a partir de dicha incoación, la mencionada autoridad emitió (entre otros) los siguientes actos administrativos:

- a) Resolución Subdirectoral N° 354-2019-OEFA/DFAI/SFEM del 8 de abril de 2019¹², a través de la cual, resolvió variar las imputaciones efectuadas contra Petroperú (en adelante, **Resolución Subdirectoral II**).
- b) Resolución Subdirectoral N° 355-2019-OEFA/DFAI/SFEM del 8 de abril de 2019¹³, a través de la cual, resolvió ampliar el plazo de caducidad del presente procedimiento sancionador iniciado contra Petroperú,

⁸ Específicamente a la Estación N° 5.

⁹ Documento contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

¹⁰ El administrado presentó descargos a la mencionada Resolución, el 15 de agosto de 2018.

¹¹ Folios 2 al 16.

¹² Folios 818 al 842. Acto debidamente notificado el 9 de abril de 2019 (folio 851)

¹³ Folios 843 al 844. Acto debidamente notificado el 9 de abril de 2019 (folio 852).

estableciendo el 17 de julio de 2019 como nueva fecha límite (en adelante, **Resolución Subdirectoral III**).

7. El 10 de junio de 2019, tras la evaluación de los descargos presentados por el administrado en función a lo actuado en el presente procedimiento, la referida autoridad emitió el Informe Final de Instrucción N° 631-2019-OEFA/DFAI/SFEM¹⁴ (en adelante, **Informe Final de Instrucción**).

C) Del pronunciamiento final

8. Posteriormente, en consideración de la argumentación formulada¹⁵ por el administrado, la DFAI emitió la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI¹⁶ del 17 de julio de 2019¹⁷ (en adelante, **Resolución Directoral I**), a través de la cual declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú por dieciséis conductas infractoras, las ocho primeras referidas al derrame de Imaza y las ocho siguientes referidas al derrame de Morona; conforme al Anexo 3 de la presente resolución donde se precisa el detalle pormenorizado de las mismas, así como de las normas sustantivas y tipificadoras infringidas. Cuyo resumen se presenta a continuación:

Cuadro N° 1: Esquematización de las conductas infractoras respecto de los hechos y omisiones detectados como consecuencia del derrame de Imaza

N°	Conductas Infractoras
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).

¹⁴ Folios 1504 al 1659. Acto debidamente notificado a Petroperú el 10 de junio de 2019 a través de la Carta N° 1040-2019-OEFA/DFAI (folios 1660 al 1661).

¹⁵ Folios 1728 al 1830.

¹⁶ Folios 2221 al 2426. Acto notificado al administrado el 17 de julio de 2019.

¹⁷ Mediante Resolución Directoral N° 1186-2019-OEFA/DFAI del 8 de agosto de 2019 (en adelante, Resolución Directoral II), la DFAI rectificó y enmendó de oficio la Resolución Directoral I, conforme a los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la mencionada resolución.

N°	Conductas Infractoras
4	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.
8	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

Fuente: Resolución Directoral I.

Elaboración: Tribunal de Fiscalización Ambiental (TFA)

Cuadro N° 2: Detalle de las conductas infractoras respecto de los hechos y omisiones detectados como consecuencia del derrame de Morona

N°	Conductas Infractoras
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).

N°	Conductas Infractoras
4	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspabombos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.
8	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

Fuente: Resolución Directoral I
Elaboración: TFA

9. Asimismo, a través del artículo 2° de la citada resolución directoral, la Autoridad Decisora sancionó a Petroperú con una multa total ascendente a 20,780.53 (veinte mil setecientos ochenta con 53/100) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), vigentes a la fecha de pago, cuyo detalle se recoge a continuación:

Cuadro N° 3: Esquema de la multa impuesta por la DFAI

Emergencia ambiental acaecida en Imaza	Multa
Conducta infractora N° 4	3,609.85 UIT.
Conducta infractora N° 8.	3,946.48 UIT.
Emergencia ambiental acaecida en Morona	Multa
Conducta Infractora N° 4	8,224.20 UIT
Conducta infractora N° 8.	5,000.00 UIT
Monto total de la multa expresada en UIT	20,780.53 UIT

Elaboración: TFA

10. Por otro lado, mediante el artículo 4° de la Resolución Directoral I, la Autoridad Decisora ordenó a Petroperú el cumplimiento de diversas medidas correctivas, conforme se desprende del Anexo 4 de la presente resolución; donde se detallan las obligaciones impuestas a Petroperú, los plazos para su

cumplimiento, así como la forma de acreditación de este último. Respecto del cual, por otro lado, se extrajo el siguiente esquema:

Cuadro N° 4: Esquema de las medidas correctivas impuestas a Petroperú - Imaza

N°	Medidas Correctivas
1	Petroperú deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspatubos inteligente del km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan afectar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos.
2	Petroperú deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería.
3	Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento.
4	Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería.
5	Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas de los puntos de muestreo: 148,7,Km440+781-1, 148,7,Km440+781-2, 148,7,Km440+781-3, 148,7,Km440+781-6, 148,7,Km440+781-8, 148,7,Km440+781-9, 148,7,Km440+781-13, 148,7,Km440+781-14, 148,7,Km440+781-16.
	Petroperú deberá acreditar la implementación del monitoreo de sedimentos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en los puntos precedentes, durante las épocas de variante y de creciente posteriores a la conclusión de las actividades de limpieza.
6	Petroperú deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.

Fuente: Resoluciones Directorales I y II
Elaboración: TFA

Cuadro N° 5: Esquema de las medidas correctivas impuestas a Petroperú - Morona

N°	Medidas Correctivas
1	Petroperú deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.
2	Petroperú deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica con la consecuente verificación del estado del revestimiento del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.

N°	Medidas Correctivas
	<p>Primera Etapa:</p> <p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza.</p>
3	<p>Segunda Etapa:</p> <p>Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.</p>
	<p>Tercera Etapa:</p> <p>Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.</p>
4	<p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona.</p>
5	<p>Petroperú deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte".</p>

Fuente: Resoluciones Directorales I y II
Elaboración: TFA

11. Entre los fundamentos adoptados por la DFAI en el mencionado acto administrativo, se encuentran los detallados a continuación:

C.1) Cuestiones procedimentales

C.1.a) De la aplicación del artículo 19° de la Ley N° 30230 y el principio de celeridad¹⁸

¹⁸ Cabe señalar que la declaración de la responsabilidad administrativa de Petroperú, se realizó en virtud de la siguiente normativa.

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

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

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

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

Mientras dure el período de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes correspondientes. Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:

- a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.

12. La Autoridad Decisora, resolvió efectuar la tramitación del presente PAS realizando un análisis de la totalidad de las conductas infractoras imputadas mediante la Resolución Subdirectoral II, al considerar que:

12.1 Si bien se observa que, en el presente PAS, coexisten imputaciones a tramitarse tanto en un procedimiento administrativo ordinario como en uno excepcional, la disposición que exige su desacumulación podría comportar el riesgo de que se emitan resoluciones finales contradictorias, considerando que las conductas infractoras imputadas guardan estrecha conexión entre sí, toda vez que están referidas a: (i) un mismo administrado; (ii) la misma unidad fiscalizable (ONP); y, (iii) al incumplimiento del PAMA del ONP y a la no adopción de acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero y 2 de febrero del 2016, diferenciándose —en determinados casos— únicamente por los tipos de daños derivados de su comisión.

12.2 Al respecto, la DFAI elaboró el siguiente detalle:

Tabla N° 3: Infracciones tramitadas en el presente PAS

N°	Imputaciones	Aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230	Tipo de PAS
1	N° 4 y 8 de la Tabla N° 9 de la RSD de variación N° 4 y 8 de la Tabla N° 10 de la RSD de variación	Imputaciones que se enmarcan en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, debido a que se trata de infracciones que habrían generado daño real a la salud de las personas	Son aplicables las reglas sobre el procedimiento ordinario
2	N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de la Tabla N° 9 de la RSD de variación N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de la Tabla N° 10 de la RSD de variación	Imputaciones distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230	Son aplicables las reglas sobre el procedimiento excepcional

Fuente y elaboración: DFAI

12.3. Así también, señaló que debe considerarse que la exigencia de desacumulación, en el presente caso, conllevaría inevitablemente la vulneración del principio de celeridad recogido en el inciso 1.9 del numeral 1 del Artículo IV del Título Preliminar del Texto Único


- b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
- c) Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un periodo de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.

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

Artículo 2°.- Procedimientos sancionadores en trámite


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

2.1 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.

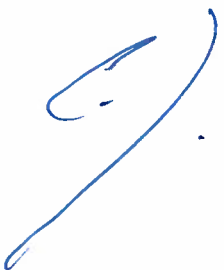


Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (TUO de la LPAG); ello, pues traería consigo que se tramiten dos PAS con prácticamente los mismos medios probatorios, utilizando el doble de recursos, así como duplicando actuaciones procesales. Lo cual acarrearía, de ser el caso, la demora en la emisión de la resolución final vulnerándose el principio del debido procedimiento administrativo.


C.1.b) De la presunta vulneración del principio de legalidad por parte de la Autoridad Instructora



13. Ante los descargos realizados por Petroperú respecto a que solo cuando se hubiera verificado el incumplimiento de la medida correctiva, se reactiva la posibilidad de sancionar, tanto para los casos excepcionales como aquellos previstos en los literales a), b) y c) del párrafo tercero del artículo 19° de la Ley N° 30230, la Autoridad Decisora precisó que no se vulneró el principio de legalidad, por las siguientes razones:




13.1 Lo dispuesto en dicho precepto debe ser interpretado de manera concordante con el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, *Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 (Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD)*, siendo que la misma es clara al señalar que, en dichos supuestos, corresponde sancionar con una multa y, posteriormente (de ser el caso), se procede con el dictado de la medida correctiva.



13.2 En ese sentido, mencionó que sostener que aun cuando se trate de las infracciones muy graves correspondería solo declarar la responsabilidad producto de la infracción y dictar medidas correctivas, constituye el resultado de una interpretación asistemática, que omite de un modo aparentemente tendencioso aplicar lo dispuesto por la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.

C.1.c) De la presunta vulneración del principio de tipicidad



14. En torno a lo alegado por Petroperú, respecto de que se estaría vulnerando el referido principio, pues el término *acciones inmediatas* es un concepto subjetivo no medible, siendo que el OEFA al determinar responsabilidad administrativa se debe subsumir la conducta del administrado en aquella falta que contenga claramente descritos los elementos objetivos y subjetivos de la conducta sin aplicar analogías o interpretaciones extensivas, la DFAI indicó que la inmediatez de las acciones de control y minimización se encuentran comprendidas tanto en el artículo 66° del RPAAH y en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD. Por lo que, los hechos imputados en la Resolución Subdirectoral II se encuentran correctamente subsumidos, no habiéndose vulnerado el principio de tipicidad recogido en el TUO de la LPAG.

C.1.d) De la prohibición de revivir procesos fenecidos

15. Con relación a la afirmación que los medios probatorios del PAS tramitado mediante el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS no pueden ser empleados en el presente PAS, debido a que este hecho constituiría una violación a la prohibición de revivir procesos fenecidos, contemplada en el numeral 13 del artículo 139° de la Constitución Política del Perú, la primera instancia desestimó dicho cuestionamiento pues refirió que:

15.1. Se debe tener en cuenta que el procedimiento tramitado mediante el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS no concluyó con un pronunciamiento definitivo respecto a la responsabilidad administrativa de Petroperú, sino por la caducidad administrativa del procedimiento declarada de oficio.

15.2. Por lo que, al encontrarse habilitada —de conformidad con el numeral 4 del artículo 259° del TUO de la LPAG— inició un nuevo PAS, al no haber transcurrido el plazo de prescripción respecto de los referidos hechos; pudiendo, en función a las prerrogativas conferidas en dicho precepto normativo, emplear las actuaciones de fiscalización anteriores al no haber quedado aquellas sin efecto.

C.1.e) De la presunta vulneración de la regla del expediente único

16. Respecto a dicho argumento planteado por Petroperú, el órgano decisor aseveró que, si bien el presente PAS se ha iniciado sobre la base de los ITA de Imaza y Morona —los cuales formaron parte del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS—, esta documentación no ha sido incorporada para crear múltiples expedientes sobre un mismo procedimiento, sino una actuación procesal legítima sustentada en lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 259° del TUO de la LPAG.

17. En consecuencia, desestimó lo argumentado por aquel, al considerar que la inclusión de los medios probatorios que obran en el mencionado expediente —de los cuales el administrado posee pleno conocimiento— no contraviene la regla de expediente único.

C.1.f) De la presunta vulneración del principio de inmediatez

18. Con relación a lo alegado por el administrado, relacionado con que los hechos materia del presente PAS debieron procesarse de manera inmediata, para considerar válida su imputación, la DFAI señaló que (sin perjuicio de encontrarse dentro del plazo establecido en el artículo 242° del TUO de la LPAG), el referido principio no constituye un límite para el ejercicio de la potestad sancionadora del OEFA en materia ambiental, pues el objetivo del presente PAS es determinar la responsabilidad del administrado por el incumplimiento de sus obligaciones ambientales.

C.1.g) De la presunta vulneración del principio del debido procedimiento administrativo

19. Respecto a la *irregular* tramitación del presente caso, al aseverar Petroperú que todo procedimiento se encuentra condicionado a una supervisión previa, la DFAI desestimó los argumentos formulados por aquel, pues señala que la actuación instructiva de la autoridad administrativa no puede limitarse únicamente a reevaluar la información proporcionada por la Autoridad Supervisora, desconociendo aquella que aporte hechos relevantes al procedimiento simplemente por no provenir de una acción de supervisión; situación que contravendría el principio de impulso de oficio y de verdad material, propios de la función administrativa.

C.1.h) De la falta de competencia del OEFA para fiscalizar las obligaciones contenidas en el PAMA del ONP

20. Sobre el particular, la primera instancia acotó que, aun cuando el PAMA del ONP fue aprobado por el Minem, este se constituye como un instrumento de gestión ambiental contemplado en la normativa ambiental; por lo que, al ser las obligaciones contenidas en aquel, fiscalizables por el OEFA —conforme a lo señalado en la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, modificada por Ley N° 30011 (Ley del SINEFA)—, este se erige como órgano competente para su valoración.

C.1.i) De los alcances de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP y la presunta vulneración del principio del debido procedimiento administrativo y el derecho de defensa

21. Al respecto, la DFAI señaló que las acciones comprendidas en los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 de la referida modificación¹⁹, corresponden a

¹⁹ Al respecto, la DFAI efectuó una descripción de las obligaciones a través de la siguiente Tabla:

Tabla N° 5: Análisis de la exigibilidad de los compromisos 1.2, 1.7 y 1.8 de la modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP

Compromisos contenidos en la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP	Análisis
Compromiso 1.2	Compromiso referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspabombos electromagnéticos, las mismas que tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía ¹⁹ . Respecto de las inspecciones geométricas, estos son procedimientos que se efectúan con la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Información que resulta relevante para poder determinar si el raspabombos inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas ¹⁹ .
Compromiso 1.7	Compromiso relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspabombos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o copas son utilizadas para identificar los defectos por corrosión ¹⁹ de la tubería.
Compromiso 1.8	El monitoreo de potenciales de protección catódica tiene por finalidad determinar si una estructura (oleoducto) se encuentra adecuadamente protegida contra la corrosión

inspecciones aplicables a todas las instalaciones del ONP y que las mismas resultan plenamente aplicables al presente caso, evidenciándose que no existe vulneración a la observancia del debido proceso y derecho de defensa.

C.1.j) De la presunta nulidad de la Resolución Subdirectoral II

22. Con relación a lo alegado por Petroperú, en torno a que en dicho acto administrativo no se realizó una valoración distinta de los hechos imputados, ni una interpretación diferente de la norma aplicable, así como tampoco se han detectado incumplimientos adicionales a los expresados en la Resolución Subdirectoral I, que motive dicho pronunciamiento, la DFAI señaló que los argumentos del administrado no tienen asidero pues, la ampliación o variación prevista en el inciso 7 del numeral 240.2 del artículo 240° del TUO de la LPAG, no es equivalente o asimilable a la variación de la imputación de cargos a la que se refiere el artículo 7° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (**RPAS**); ello, en tanto la norma invocada por Petroperú alude a la modificación del conjunto de actos o diligencias de investigación, control o inspección de las obligaciones, prohibiciones y otras limitaciones exigibles a los administrados que realiza el OEFA en ejercicio de la función de supervisión.

23. Como consecuencia de ello mencionó que, con la emisión del referido acto, no se generó vulneración a principio o precepto normativo.

C.1.k) Del presunto error de la Autoridad Instructora por imputar la responsabilidad administrativa de Petroperú "de manera fragmentada"

24. Al respecto, la DFAI señaló que las imputaciones contenidas en las Tablas N°s 1 y 2 de la Resolución Subdirectoral I comprendían más de un hecho que individualmente constituye infracción administrativa, toda vez que resultan aplicables distintos subtipos infractores, en función a los tipos de daños que derivan de la comisión de las infracciones atribuidas al administrado, lo cual sustentó la variación de la imputación de cargos, al exigirse un análisis de forma independiente; por lo que, conforme a los pronunciamientos del TFA y en observancia del principio de tipicidad recogido en el numeral 4 del artículo 248° del TUO de la LPAG, la Resolución Subdirectoral II se ajusta a lo establecido en la normativa y no adolece de "error".

externa, basado en la medición de lectura de voltaje (f.e.m.) entre la estructura y un electrodo de referencia. Por su parte, el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno permite determinar el nivel de corrosividad de un suelo, ya que está directamente relacionado con la cantidad total de sales disueltas¹⁹. Es decir, suelos con baja resistividad aumentan las reacciones de corrosión.

Asimismo, las inspecciones visuales sobre el DDV permiten localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), así como detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)¹⁹, y condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto.

Fuente y elaboración: DFAI

C.1. l) De la presunta vulneración del debido proceso y del derecho de defensa de Petroperú en la incorporación de los terceros administrados

25. Al respecto, la DFAI señaló que el argumento de Petroperú según el cual, la incorporación de los terceros no les habría sido notificada, no tiene asidero pues de la revisión de los actuados obrantes en el expediente, se advierte que las resoluciones subdirectorales mediante las cuales se incorporaron a los terceros, fueron oportunamente notificadas a Petroperú, a tal punto que el administrado tuvo la oportunidad de apelar dichas incorporaciones, las mismas que fueron confirmadas por el TFA.
26. En este punto, y en tanto el administrado mencionó que la Autoridad Instructora habría intentado soslayar la información aportada por los terceros administrados, la primera instancia indicó que la información aportada por IDLADS fue puesta en conocimiento de Petroperú y que éste tuvo la oportunidad de pronunciarse respecto a su contenido, lo cual evidencia que durante el presente PAS se respetó la garantía del debido proceso y que, de ninguna manera, se vulneró el derecho de defensa del administrado.

C.1.m) De la configuración de la condición eximente de responsabilidad por subsanación voluntaria antes del inicio del PAS


27. Con relación a este extremo, la Autoridad Decisora acotó que, al igual que la obligación de adoptar medidas de prevención, el incumplimiento del compromiso de realizar el mantenimiento preventivo establecido en el PAMA del ONP no puede ser objeto de subsanación, debido a que las acciones de mantenimiento debieron ser efectuadas antes que se produzca el daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana derivados de los derrames de petróleo crudo registrados el 25 de enero de 2016 y el 2 de febrero del 2016.
28. En esa misma línea, en torno a la conducta infractora referida a no adoptar las medidas inmediatas para controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo a su Plan de Contingencias, señaló que esta constituye una infracción instantánea, en la medida que la lesión y/o puesta en peligro de los bienes jurídicos protegidos (ambiente -flora, fauna y componentes- y salud) se produce a través de una situación momentánea limitada expresamente en este caso por el requisito de inmediatez al que se refiere el artículo 66° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobada por Decreto Supremo N° 039-2014-EM (RPAAH).
29. Por lo que, en ambos casos que no permiten aplicar la eximente de responsabilidad establecida en el literal f) del numeral 1 del artículo 257° del TUO de la LPAG.



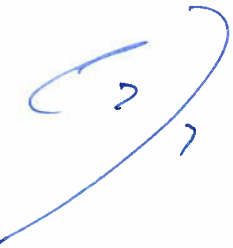
C.2 Análisis de las infracciones imputadas a Petroperú

C.2.a) Imputaciones N^{os} 1, 2, 3 y 4 de los Cuadros 1 y 2 de la presente resolución referidas al incumplimiento del PAMA del ONP, al haberse detectado que el administrado no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II y en el km 206+035 del ORN, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana


30. A efectos de determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú por los hallazgos detectados en el km 440+781 del Tramo II del ONP, la primera instancia consideró los siguientes fundamentos:



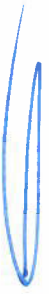
30.1 Dado que la falla se debió al Stress Corrosion Cracking asistida por la omisión de las medidas de mantenimiento en el km 440+781 del Tramo II del ONP, los hechos constatados por el supervisor permitieron concluir que el administrado no cumplió con su compromiso, no siendo necesaria una evaluación complementaria.




30.2 Así también señaló que los administrados son responsables objetivamente por el incumplimiento de las obligaciones derivadas de los instrumentos de gestión ambiental, y conforme se verificó a lo largo del desarrollo de la Resolución Directoral, se cuenta con medios probatorios que acreditan la responsabilidad a Petroperú por el incumplimiento de sus compromisos ambientales, sin que el administrado haya logrado acreditar la ruptura de nexo causal.



30.3 Por tanto, aseveró que, a lo largo del presente PAS, se ha respetado el debido procedimiento, pues el administrado ha tenido la oportunidad de ejercer su derecho de defensa presentar sus alegatos y medios probatorios respecto de la presente imputación, de la misma manera se han respetado los principios de legalidad y verdad material.




30.4 Así también, señaló que si bien por un lado quedó acreditado que Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las medidas de mantenimiento referidas a: (i) inspecciones geométricas; e, (ii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica y de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, generando daño potencial a la flora y fauna, daño real a la flora y fauna, daño potencial a la salud humana y daño real a la salud humana; por otro lado, archivó el presente PAS respecto de las medidas de mantenimiento referidas a: (i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos; e, (ii) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o copas de manera continua en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

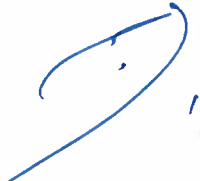


31. De igual forma, respecto de los hallazgos detectados en el km 206+035 del ORN, la DFAI consideró el siguiente sustento:


31.1. Con independencia que fuera la primera vez en que se presente una emergencia ambiental debido a un proceso abrasivo, ello no exime de responsabilidad administrativa a Petroperú; de forma que, una vez que se verifica la comisión del hecho constitutivo de la infracción (no cumplir con efectuar las medidas de mantenimiento contempladas en el PAMA del ONP) el sujeto infractor responde por el incumplimiento. Ello, sin perjuicio que en reiteradas ocasiones Petroperú ha sido declarado responsable por incumplir compromisos ambientales referidos a las medidas de mantenimiento del ONP.




31.2. Así también, recalcó que, en el escrito presentado el 12 de julio del 2019, el propio administrado ha señalado que la ejecución de inspecciones y evaluaciones le permitió detectar otro proceso abrasivo (pérdida de valor metálico de la pared externa de la tubería externa en el km 192+120 del ORN sin presencia de corrosión o daño mecánico externo), el cual, de acuerdo a lo indicado por aquel, habría sido atendido con la instalación de cuatro (4) camisas sobre este tramo de tubería, como medida preventiva de reforzamiento, cuyo procedimiento estaría de acuerdo con lo requerido por el código API 1104 apéndice B, tubería en servicio.




31.3. Por lo expuesto, señaló que quedó acreditado que Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del ORN, generando daño potencial a la flora y fauna, daño real a la flora y fauna, daño potencial a la salud humana y daño real a la salud humana.



31.4. De otro lado, archivó las conductas infractoras materia de análisis, en los extremos relacionados con las inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses e inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o copas, de manera continua, y monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno; por cuanto están referidas a actividades de mantenimiento que no guardan relación con la causa de la falla del ducto en el Derrame de Morona.




C.2.b) Imputaciones N^{os} 5, 6, 7 y 8 de los Cuadros 1 y 2 de la presente resolución, referidas a la no adopción de las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por los derrames de petróleo crudo ocurridos en el km 440+781 del Tramo II del ONP, y en el km 206+035 del ORN, de acuerdo con su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora, fauna y salud humana




32. A efectos de determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú por los hallazgos detectados en el km 440+781 del Tramo II del ONP, la primera instancia consideró los siguientes fundamentos:

32.1 Con relación a este extremo, la DFAI aseveró que si bien Petroperú activó su plan de contingencia y adoptó determinadas acciones, estas solo pueden ser consideradas como medidas inmediatas para controlar y minimizar los impactos derivados de las emergencias ambientales de acuerdo a su Plan de Contingencias, siempre que, a partir de estas, se evite que el hidrocarburo siga fugando y, por ende, permitieran detener la migración que estaba ocurriendo; circunstancia que para la DFAI no se presentó en el caso sometido a análisis.




32.2 En esa misma línea, acotó que aun cuando el administrado señala haber cumplido con las acciones de limpieza y remediación de las áreas afectadas por dicho derrame, estas se encuentran relacionadas con acciones posteriores, las cuales serían consideradas para la imposición o no de las medidas correctivas.



32.3 Por consiguiente, señaló que quedó acreditado que Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando: (i) daño potencial a la flora y fauna; (ii) daño real a la flora y fauna; (iii) daño potencial a la salud humana; y, (iv) daño real a la salud humana.



33. Por otro lado, respecto de los hallazgos detectados en el km 206+035 del ORN, la DFAI consideró el siguiente sustento:



33.1 Aun cuando Petroperú alegó que detuvo el bombeo de petróleo a las 8:18 horas del 2 de febrero de 2016 y activó su Plan de Contingencias de forma inmediata (con el plan de patrullajes, recorridos a pie del derecho de vía del ORN en varios frentes, desde la Estación Andoas, Estación Morona y Estación 5, consulta a pobladores y verificación de gabinete sobre la causa del problema), aquel no presentó medios probatorios que acrediten que activó su Plan de Contingencias el 2 de febrero del 2016; por el contrario, en el Informe Preliminar y Final de Emergencias Ambientales comunicó al OEFA que, al final de la tarde del 3 de febrero del 2016, recibió la comunicación de un poblador que le informó del derrame; por lo que dicho día el personal del ONP recién aplicó el mencionado Plan.

33.2 Hecho que se verifica incluso de la revisión del cronograma de las actividades de recuperación, limpieza, remediación y disposición final de residuos peligrosos presentado por el administrado, pues si bien en este se indica que efectuaron actividades de "Confinamiento del producto derramado utilizando barreras" y de "Recuperación de crudo en forma

manual, sólo señala que estas acciones fueron ejecutadas en las dos quincenas del mes de febrero del 2016, sin precisar la fecha de su realización que permita dar un mayor alcance sobre la inmediatez de las mismas.

34. En ese sentido, la primera instancia señaló que se han desvirtuado los medios probatorios presentados por el administrado, pues consideró que aquel no acreditó la ejecución de acciones de control y minimización inmediatas (desde el 2 de febrero del 2016) conforme a la obligación contenida en el artículo 66° del RPAAH.

C.3 Análisis de los daños derivados de la comisión de las infracciones imputadas al administrado

- C.3.a) De los daños acaecidos por la comisión de infracciones relacionadas con el derrame de petróleo crudo en Imaza


a.1 Respecto del daño potencial y real a la flora y fauna

35. Sobre el daño potencial, la DFAI señaló que quedó acreditado el riesgo de exposición de la población de flora y fauna próximos a las quebradas sin nombre, en tanto la DS verificó que el petróleo crudo proveniente del derrame Imaza se dispersó por la quebrada Inayo, río Chiriaco y río Marañón; entró en contacto con el agua y el suelo habitados por flora y fauna próxima a dichos cuerpos hídricos.
36. Siendo que, conforme a lo expuesto, en el presente caso se evidenció que Petroperú generó daño potencial a la flora y fauna que habitan en el suelo próximos al punto de rotura del ducto del ONP, la quebrada Inayo, y los ríos Chiriaco y Marañón; configurándose el menoscabo potencial al componente flora y fauna.
37. De otro lado, sobre el daño real a la flora, la primera instancia refirió que, de lo detectado durante las acciones de supervisión, fue posible constatar que:
- 37.1 Con relación a la flora, la vegetación que fue impregnada por el crudo producto del derrame de Imaza tuvo que ser retirada por Petroperú; siendo que, del 28 de enero de 2016 al 25 de febrero de 2016, se efectuó el retiro 17 341 sacos de vegetación afectada (impregnada con hidrocarburos).
- 37.2 El 10.8% de árboles con mayores a 10 cm de diámetro a la altura del pecho fueron cortados por acciones de limpieza, de acuerdo con el Informe Técnico N° 30-2016-SERFOR/DGIOFFS-DIV; y,
- 37.3 Tanto el Servicio Forestal y de Fauna Silvestre (**SERFOR**) como la DE del OEFA, identificaron árboles afectados por la erosión del suelo producto de las actividades de limpieza llevadas a cabo por Petroperú,



a causa del derrame de Imaza.


38. Respecto del daño real a la fauna, la DFAI indicó que:




38.1 En torno a la fauna acuática, la DS identificó su afectación producto del derrame de Imaza, ya que observó: (i) individuos de peces denominados *plateados* sobre agua con iridiscencia de hidrocarburos se observa peces en la quebrada Inayo, aletargados, inmovilizados, y muertos; y, (ii) un pez que se encontraba nadando de forma aletargada, otro totalmente inmovilizado, así también se identifican peces (de primeros estadios) muertos.

38.2 Con relación a la fauna terrestre, refirió que la Autoridad Supervisora identificó un termitero con evidencia de impregnación con hidrocarburos y se encontraba siendo acopiado como residuos sólidos peligrosos junto con vegetación también impregnada de crudo.


38.3 Del monitoreo realizado por la DE, se constató que en las áreas donde discurrió el petróleo crudo, no se evidenció presencia alguna de mamíferos, mientras que en las zonas sin afectación (punto blanco) se registraron 5 especies de mamíferos de 4 órdenes y 5 familias taxonómicas.



38.4 Respecto a los macroinvertebrados bentónicos, se identifica que la DE verificó en determinados puntos ocurrió una disminución de la riqueza de especies desde el primer punto de derrame y continúa hasta el último punto correspondiente a la quebrada Inayo; ello, debido a que los macroinvertebrados son más sensibles por la presencia de crudo en el agua; y, a nivel de individuos dicha situación es mucho más evidente ya que desciende de 70 individuos/0.27 m² en el punto CH-HB1 (punto cero) a 15 individuos/0.27 m² en el punto CH-HB2 (después del derrame de petróleo), y continúa disminuyendo en el punto CH-HB7.




a.2 De los daños relacionados con la salud humana


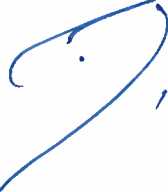




39. Con relación al daño potencial, la DFAI señaló que; conforme a los elementos analizados, en el presente caso, el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza se desplazó por los medios fluviales correspondientes a las quebradas sin nombre, ríos Inayo, Chiriaco y puntos focalizados del río Marañón, impactando el agua y el suelo de sus riberas en la cuales habitan las comunidades de Chiriaco, Chipe, Villa Hermosa, Inayo, Wachints, Nazareth, Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren.

40. Circunstancia que, en esa medida, acredita tanto el riesgo para la exposición y la exposición directa de las personas que habitan las zonas próximas a las quebradas sin nombre y ríos Inayo, Chiriaco y Marañón, por donde discurrió el petróleo crudo proveniente del derrame de Imaza del 25 de enero del 2016;





configurándose el daño potencial a la salud humana producto del mencionado derrame.

- 
- 
- 
- 
41. En torno al daño real, la Autoridad Decisora señaló que, en el presente PAS, se evidencia la generación del daño real a salud de las personas en su componente físico, al presentarse 39 personas (entre hombres, mujeres y niños) que presentaron síntomas de intoxicación aguda producto del contacto directo del hidrocarburo proveniente del derrame de Imaza.
42. Así también, refirió que constató que las comunidades en el ámbito de incidencia del derrame, sufrieron una alteración en su dieta, al no tener disponibilidad de peces y al tener que llevar a cabo otro tipo de actividades como la recolección de cangrejos y otros animales para acceder a contenido proteico, además de tener que cambiar sus usos agrícolas y actividades ganaderas, lo cual verifica la alteración de sus costumbres tradicionales.
43. Conforme a lo expuesto, dicha instancia concluyó que fue posible verificar los efectos negativos específicos del derrame de petróleo crudo y la posterior migración del mismo sobre la salud de los miembros de las comunidades que se desarrollan en las áreas afectadas por el derrame de Imaza, los cuales no solo se presentaron por el contacto directo con los hidrocarburos, sino además por la perturbación de los componentes ambientales agua y suelo, que resultan fundamentales para el sostenimiento de la población Awajún.
44. De ahí que, refirió, se observa que el derrame contaminó el suelo y las fuentes de agua de las zonas de influencia donde viven diversas comunidades; siendo que, el hidrocarburo derramado, discurrió por las quebradas y ríos de dicha zona, lo cual afectó las fuentes de alimentos y agua de la población que viven en la zona de influencia de dicho derrame.
45. Por lo tanto, la Autoridad Decisora determinó la responsabilidad administrativa de Petroperú, al evidenciar que la salud de población circundante se vio perjudicada, en la medida que sus fuentes de alimentos y agua se encontraban impactadas con hidrocarburo, lo cual restringió el libre desarrollo de sus actividades cotidianas; debiendo modificar sus costumbres tradicionales al verse forzados a cambiar su fuente de abastecimiento de agua, racionando la cantidad de agua empleada en sus actividades, exponiéndose a un escenario no tradicional; acreditándose, de esta forma, el daño real y objetivo a su salud, toda vez que esta es un estado de completo bienestar físico y social integral.

C.3.b) De los daños acaecidos por la comisión de infracciones relacionadas con el derrame de petróleo crudo en Morona


b.1 Respecto del daño potencial y real a la flora y fauna

- 
46. Con relación al daño potencial a la flora, la primera instancia señaló que, a consecuencia del derrame de Morona, el 11 de febrero de 2016, la DS reportó la presencia de petróleo crudo impregnado en los árboles, plantas, hojas,



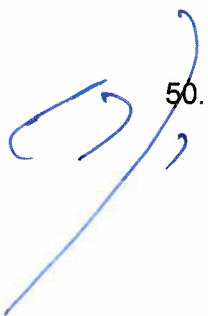
ramas y troncos que se encontraban en ambos márgenes de la quebrada Cashacaño (herbazal hidrofítico), así como en las áreas por donde discurrió el petróleo crudo.

47. De forma que, para dicha instancia, la afectación física a la vegetación que constituye daño potencial a la flora se evidencia en que los árboles y arbustos ubicados en el punto de falla fueron impregnados con petróleo, alcanzando 8 m de altura; así también, advirtió que el herbazal hidrofítico fue impregnado con petróleo crudo.




48. En torno a la fauna, la DFAI mencionó que al tener el hidrocarburo contacto físico con un animal, este puede inhalar y absorber componentes del petróleo crudo en su organismo –este es el caso del *Imanthoes sp.*. Por otro lado, la *Acrididae* va a perder la capacidad de volar debido a que sus alas fueron impregnadas de petróleo crudo y esto lo hará más susceptible a ser presa de algún animal, favoreciendo la bioacumulación de petróleo crudo en la fauna.

49. Asimismo, indicó que el SERFOR indicó que la razón por la cual no se registraron más especies en la zona afectada es porque las acciones de limpieza de Petroperú han ahuyentado ciertas especies, por lo cual no se descarta que el impacto generado por el petróleo crudo derramado haya afectado a más individuos de más especies.




50. Respecto del daño real a la flora y fauna, la primera instancia refirió que, de lo detectado durante las acciones de supervisión, fue posible constatar que:

50.1 Con relación a la flora, la DFAI indicó que, de la supervisión de campo realizada por la DE en abril del 2016, se verificó la pérdida de estrato arbóreo, debido a que las especies que tuvieron contacto con el hidrocarburo en las riberas de la quebrada fueron removidas.



50.2 Así, indicó que se verificó que las actividades de limpieza en los árboles que fueron impregnados con petróleo crudo (tales como la tala de especies arbóreas y la ausencia de especies de flora de sotobosque) manifiestan cambios en la estructura y función del bosque primario, no solo por la pérdida de cobertura vegetal, sino también por la alteración en su función natural.



50.3 De igual manera, acotó que, de acuerdo con las acciones de limpieza de Petroperú, la vegetación tuvo una afectación irreversible, por lo cual se tuvo que disponer como residuo peligroso, del cual se dispuso un total de 362,592 sacos de vegetación. Respecto a este punto, SERFOR estimó una pérdida de S/. 133,126 por pérdida de patrimonio forestal, de acuerdo con el método de costos del mercado, verificándose que, de las 219 especies afectadas, 206 eran especies arbóreas.


50.4 Respecto del daño real a la fauna, la DFAI indicó que se constituye




daño real la afectación que ocasiona un detrimento actual de una especie. En ese sentido, el presente caso, señaló que fue posible constatar este impacto, pues se detectó la muerte de especímenes de fauna silvestre.

b.2 De los daños relacionados con la salud humana

51. Sobre el daño potencial la DFAI señaló que la Dirección Regional de Salud (**DIRESA**) Loreto remitió a la Oficina Descentralizada de Loreto (**OD Loreto**) el "Plan de Acción Integral de Salud en las comunidades nativas expuestas al derrame de petróleo", el mismo que abarca treinta y nueve (39) comunidades de los distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Pastaza y Cahuapanas; siendo que, según dicho documento, el derrame de petróleo crudo, comprometió las aguas de la quebrada de Cashacaño, la misma que es tributaria del río Morona.
52. En esa línea, para la primera instancia, debido al incremento del caudal de la quebrada, el petróleo crudo fue arrastrado aguas abajo, ingresando al río Marañón, lo cual puso en riesgo a la población que se abastece de dicho río para sus necesidades básicas, siendo afectados los pobladores de los distritos anteriormente mencionados.
53. Respecto al daño real, la Autoridad Decisora señaló que, en el presente PAS, se evidencia la generación del daño real a salud de las personas en su componente físico, al presentarse 6 personas (entre hombre, mujeres y niños) que presentaron síntomas de intoxicación aguda producto del contacto directo del hidrocarburo proveniente del derrame en Morona.
54. Así también, refirió que constató que en dichas comunidades tuvieron que realizar cambios en sus costumbres tradicionales al verse forzados a modificar su fuente de abastecimiento de agua y a racionar la cantidad de agua empleada en sus actividades, exponiéndolos a un escenario de no tradicional.
55. Conforme a lo expuesto, dicha instancia concluyó que fue posible verificar que los pobladores del área afectada fueron sometidos a situaciones que escapan de las actividades cotidianas, dado que fueron impedidos de realizar sus labores domésticas de subsistencia diaria. Este hecho generó una situación de deficiente bienestar mental, toda vez que aquellos experimentan estrés e incertidumbre frente a situaciones que les dificulta sobrellevar problemas cotidianos.
- C.4 Interrelación de los hechos probados y el daño a la salud como estado completo de bienestar
- C.4.a) De la presencia de TPH en el componente agua y la interconectividad de los cuerpos de agua involucrados (primer hecho probado)
56. La Autoridad Decisora señaló que, acuerdo a la documentación obrante en el



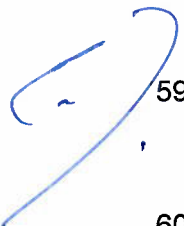
expediente y a lo señalado en la presente resolución, constituye un hecho probado que, como consecuencia de los derrames del 25 de enero de 2016 y del 2 de febrero de 2016 —producto de los muestreos efectuados—, se determinó la existencia de concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en las quebradas “sin nombre”, Inayo y Cashacaño, así como los ríos Chiriaco, Morona y Marañón.




57. De ahí que, acotó, en tanto el río Chiriaco (con sus afluentes) y el río Morona (con sus afluentes) constituyen parte de la cuenca hidrográfica del río Marañón, por la interrelación que mantienen estos cuerpos de agua, cualquier hecho ocurrido de manera natural o antrópica que altere su condición natural también se verá necesariamente reflejado en sus receptores a lo largo de estos espacios geográficos.

58. En ese contexto, aseveró que, la contaminación del componente agua como consecuencia de los derrames acaecidos, tendrá impacto en las diversas actividades, vinculadas a dicho componente que realiza la población que vive en la zona de influencia donde se produjo el derrame.


C.4.b) De la presencia de TPH en el componente suelo (segundo hecho probado)



59. Por otro lado, la DFAI señaló que, como consecuencia de los derrames materia de análisis, se determinó la existencia de concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en el suelo de las áreas de influencia.



60. Así, los suelos que presentan trazas de hidrocarburos totales de petróleo son procesados por el ecosistema de la zona del derrame (selva), los cuales comprenden procesos de lavado por acción del agua de lluvia e infiltración de acuerdo a la capacidad de absorción del suelo; lo cual le permitió concluir que: (i) durante el proceso de lavado de suelos por la acción del agua de lluvia de la zona de los derrames (Imaza y Morona), se disminuiría la presencia de trazas de petróleo crudo en la superficie del suelo, los cuales por la dinámica del agua de escorrentía recorren suelos no afectados inicialmente hasta llegar a una quebrada (Inayo y Cashacaño), para luego unirse al río Morona (río Chiriaco) y posteriormente desembocar en las aguas del río Marañón.



61. Por lo que, refirió que, de la capacidad de absorción del suelo, una parte de las trazas de petróleo crudo que no son limpiadas serán absorbidas por el mismo, alojándose en los poros del suelo de la zona afectada, que posteriormente por infiltración del agua de lluvia son arrastradas hacia las quebradas y, finalmente, llegaría al río Marañón.

C.4.c) Los servicios ecosistémicos y su relación con el derecho a la salud (tercer hecho probado)

62. Con relación a este extremo, la primera instancia indicó que en tanto las características del entorno donde se presentaron los derrames de petróleo

crudo de Imaza y Morona presentan: (i) una economía de las comunidades basada principalmente en la agricultura a pequeña escala (comercio) y para consumo familiar (autoconsumo); (ii) el valor ecológico de la cuenca se debe a la biodiversidad, especies únicas y paisajes de llanura amazónica y bosque tropical, lo que incentiva las actividades de ecoturismo en la zona; y, (iii) el uso del recurso agua es de importancia para las comunidades nativas, ya que no cuentan con abastecimiento de agua potable en cada vivienda (aun cuando existen viviendas que cuentan con pozos caseros); desde el enfoque ecosistémico se produce un detrimento en la salud de las personas, pues dentro de la cuenca hidrográfica que incluye los recursos de agua, suelo y recursos vivos, buscando la conservación y el uso sostenible de manera equitativa, es importante señalar que las comunidades apostadas en estos espacios y su medio de vida son el centro de protección.

C.4.d) Comunidades y pueblos indígenas se asientan en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos (cuarto hecho probado)


63. Al respecto, la primera instancia indicó que, constituye un hecho probado que, el petróleo crudo derramado discurrió a través de las aguas de quebradas o ríos, Inayo, Chiriaco, Morona y quebrada sin nombre; lo cual conllevó que alcanzara los territorios donde se desarrollan distintos centros poblados y comunidades nativas, entre los cuales se encuentran territorios de los pueblos indígenas Awajún y Wampis.

C.4.e) Los miembros de las comunidades y pueblos indígenas asentados en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos desarrollan actividades cotidianas en el ámbito de los ríos Marañón, Chiriaco, Morona y afluentes (quinto hecho probado)

64. Sobre dicho extremo, la Autoridad Decisora refirió que quedó evidenciado que las comunidades que se asientan en ambas márgenes del río Morona les dan diversas utilidades a los recursos ambientales (bióticos y abióticos) provenientes de aquellos, siendo un uso de mayor importancia el de consumo humano, toda vez que estas comunidades presentan serias deficiencias en servicios básicos como el acceso al agua potable a través de sistemas de tratamiento para potabilización y el acceso a proteínas provenientes de la fauna local.


C.4.f) Interrelación de los hechos probados y el daño a la salud como estado completo de bienestar (sexto hecho probado)

65. Sobre el particular, la DFAI señaló que, durante el presente PAS, se verificó que el petróleo crudo vertido al ambiente como consecuencia de ambos derrames alcanzó el entorno natural donde se desarrollan los miembros de las comunidades y pueblos indígenas, el mismo que les provee de sus fuentes de subsistencia y en el cual realizan sus actividades cotidianas.




66. Siendo que, la confluencia de todos estos factores, evidencia plenamente la existencia la proximidad de un detrimento en la salud de las personas, ya que los expone al contacto directo, alterna su entorno y los coloca ante la necesidad de afrontar de manera individual y colectiva con una situación crítica en un contexto donde carecen de condiciones básicas para su normal desenvolvimiento.

C.5 De las medidas correctivas impuestas a Petroperú



67. Considerando que el administrado no acreditó la realización de las medidas de mantenimiento establecidas en el PAMA del ONP, consideró pertinente efectuar el dictado de 11 medidas correctivas (ver Anexo 4), de conformidad con lo establecido en el artículo 22° de la Ley del SINEFA; ello, toda vez que, consideró que no se probó la corrección de los efectos de las conductas infractoras imputadas.


D) Del recurso de apelación interpuesto




68. El 9 de agosto de 2019, Petroperú interpuso recurso de apelación²⁰ contra la Resolución Directoral I, presentando argumentos de forma y de fondo, tal como se detalla a continuación.

D.1) Cuestiones previas

D.1.a) De la presunta vulneración del principio de legalidad al evidenciarse la tramitación irregular del presente PAS



69. Petroperú precisó que, de las conclusiones realizadas por la DFAI (concretamente en los considerandos 1242 y 1411 de la resolución impugnada), se observa que estas se focalizaron en demostrar la responsabilidad ambiental al haberse presuntamente demostrado la existencia de un daño real a la salud de las personas, tanto a nivel físico, como mental y social.



70. Agregó que, no obstante, dicha autoridad no ha probado objetivamente que los derrames hubieran generado un daño muy grave a la vida o salud de las personas; por lo que —en aplicación del método de interpretación literal— en el supuesto negado en el que se hubiera acreditado el daño real a la salud, la DFAI no continuó con acreditar las demás conjunciones copulativas²¹ establecidas en el artículo 19° de la Ley N° 30230.

71. En función a ello, solicitó se declare la nulidad de la resolución impugnada y se

²⁰ Mediante escrito con Registro N° 2019-E01-078315 (folios 2449 al 2516).

²¹ Para el administrado, de la lectura del artículo 19° del TUO de la LPAG, se entiende que los elementos del tipo infractor son: (i) que la infracción ambiental sea catalogada como muy grave; (ii) que la infracción genere un daño real; (iii) que el daño sea muy grave; (iv) que afecte a la vida; y, (iv) salud de las personas.

ordene, consecuentemente, el archivo definitivo del presente PAS, al haberse evidenciado la vulneración del principio de legalidad en el inicio y la sanción aplicada.

D.1.b) De la presunta vulneración del debido proceso al no realizar la desacumulación de las imputaciones

72. Al respecto, el recurrente señaló que, al emitirse la Resolución Directoral I, la Autoridad Decisora no cumplió con desacumular las imputaciones, tal como lo exige el numeral 2.4 del artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD; realizando —contrariamente— una interpretación no acorde con la normativa vigente, al someterle a un procedimiento ordinario.

73. Con ello, solicitó se revoque el acto administrativo sometido a impugnación a fin de que se emita nueva resolución conforme a Derecho.

D.1.c) De la presunta vulneración del principio de la reformatio in peius

74. En torno a este extremo, Petroperú aseveró que, aun cuando el mandato constitucional implícito contenido como garantía constitucional de la *reforma in peius indirecta*, la DFAI emitió una nueva resolución sancionatoria declarando nuevamente la existencia de responsabilidad administrativa por los eventos acaecidos en los km 440+781 y km 206+035, imponiendo una multa de 20,780.53 UIT.

75. Situación que, alega, implica que el actuar de la Administración fue el de transgredir y desconocer la garantía constitucionalmente reconocida, la misma que es vinculante para todo el Estado; ello, en la medida en la que, el nuevo PAS fue dispuesto por la nulidad resuelta en segunda instancia por esta Sala, como consecuencia —precisamente— por el recurso impugnatorio promovido por Petroperú.


76. Ante dichas circunstancias, solicitó que la resolución venida en grado sea revocada, a efectos de ordenar a los órganos competentes emitan los actos dentro del respeto de los derechos fundamentales que le asisten.

D.1.d) De la presunta vulneración del principio de imparcialidad por parte de las autoridades intervinientes en el presente caso


77. Sobre este punto, el apelante manifestó haberse visto afectado por la falta de imparcialidad tanto del órgano instructor como del decisor, por lo siguiente:

77.1 Con la emisión del Informe Final de Instrucción y su posterior remisión a la DFAI, la Autoridad Instructora pierde competencia para instruir o participar en los actos posteriores porque el expediente se encuentra bajo dominio de la Autoridad Resolutora.


77.2 La audiencia de informe oral, realizada el 8 de julio de 2019 ante la






DFAI, no se realizó bajo un enfoque de imparcialidad, sino de persecución; ello, pues señala que aquella no solo se dio ante la presencia física sino también activa de los que participaron en la elaboración del Informe Final de Instrucción, logrando que sus argumentos no hayan sido válidamente valorados con un criterio de objetividad.

- 
78. Estando a lo expuesto, Petroperú solicitó la revocación de la resolución recurrida al haberse demostrado que se infringió el artículo 8.1 de la Convención Americana, en virtud de la cual, «toda persona tiene derecho a ser oída, con las debidas garantías y dentro de un plazo razonable, por un juez o tribunal competente, independiente e imparcial, establecido con anterioridad por la ley (...)».

D.2 Con relación a la ruptura del nexo causal

- 
79. El administrado señaló que, durante el presente PAS, de manera objetiva —y, en observancia del principio de verdad material— ha argumentado y probado que los eventos de los km 440+781 y 206+035, han sido eventos irresistibles (deslizamiento y abrasión); situación que, por el contrario, no fue valorada por ninguno de las autoridades intervinientes en su tramitación, considerando que ambos órganos han realizado una evaluación más allá de la norma al señalar que dichos eventos deben reunir las características de extraordinario, imprevisible e irresistible, cuando la norma únicamente señala que la eximente de responsabilidad solo se realizará si se demuestra que el evento ha sido inevitable o irresistible.

D.2.a) Respecto del derrame de Imaza (km 440+781)

- 
- 
80. Reiteró que la causa de la falla no tiene relación directa entre el origen (corrosión) y la falta del supuesto mantenimiento. Posición que, por otro lado, fue demostrado objetivamente a través de la Resolución N° 2674-2017-OS/DSHL, emitida por Osinergmin en el procedimiento administrativo sancionador seguido por la contingencia ambiental del km 440+781 del Tramo II del ONP, recaído en el Expediente N° 2016-11470-OSINERGMIN, y en la que se determinó que la causa no ha sido por la falta de mantenimiento, sino por un hecho fortuito.
81. En esa misma línea, manifestó que, en la Resolución de Capitanía N° 007-2016 del 8 de junio de 2016, es contundente al señalar que la causa del derrame se produjo debido al deslizamiento progresivo del terreno de la ladera donde se encuentra enterrada la tubería del Tramo II del ONP, así como la deforestación de la loma adyacente y el agua de la lluvia que se filtró por el terreno.
82. De lo dicho, alegó que quedó evidenciado que el derrame acaecido en Imaza no fue un hecho generado por alguna acción atribuible a Petroperú, pues cumplió con tomar las medidas de prevención razonables y actuó bajo un criterio de diligencia ordinaria.
- 

D.2.b) Respecto del derrame de Morona (km 206+035)

83. Al respecto, señaló que —en las mismas circunstancias que el derrame anterior— sufrió las consecuencias de la naturaleza, lo cual fue acreditado en el Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017 del 18 de diciembre de 2017, emitido por el Osinergmin.
84. Para el administrado, a través del referido informe, se acredita que la causa de la falla no tiene relación directa entre la causa que lo originó y la supuesta falta de mantenimiento; máxime si efectuó un gasto ascendente a S/ 217 761 931, 27 para las actividades previstas en el Plan de Contingencia.
85. Así, remarcó que el hecho que un evento sea progresivo no implica que se trate de un evento prolongado, más aún si el Osinergmin archivó el PAS considerando que no hubo negligencia del operador, sino que la falla se debió a un proceso abrasivo de origen natural.
86. De ahí que, a juicio de Petroperú, la Autoridad Instructora pretende castigarle con eventos de los cuales no ha sido responsables por dolo o culpa, orientándolo a la no eliminación de los riesgos en el ONP; cuando el propio Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece que toda empresa debe contar con un Plan de Mantenimiento con el propósito de minimizar el nivel de riesgo en el desarrollo de la actividad.
87. En esa medida, consideró que las imputaciones relacionadas con la falta del mantenimiento del ONP de acuerdo a lo establecido en el PAMA de Petroperú, deben ser archivada; al probarse con objetividad que las causas del evento no sucedieron por inoperancia sino por eventos naturales imprevisibles e irresistibles.

D.3 Con relación al daño a la salud humana

88. Sobre el particular, arguyó que si bien la Autoridad Decisora recurre al autor G. Alcántara para señalar que la definición de salud involucra un sistema global que abarca aspectos físicos, biológicos y sociales, omite señalar que dicho autor también presenta una crítica a la definición aportada por la Organización Mundial de la Salud (OMS), pues —citando a San Martín y Pastor— señala que «hablar de completo bienestar es subjetivo y funcional dificultándose su medición y la producción de indicadores económico-sociales adecuados para su representación».
89. En esa línea, Petroperú concuerda con el referido autor en el hecho de que, al tratarse de una definición muy subjetiva, requiere necesariamente de documentos objetivos que demuestren un menoscabo en la salud desde el plano físico, social y de bienestar.

D.3.a) De los daños a la salud humana generados por el derrame de crudo en Imaza

90. En torno a este extremo, y en tanto en el fundamento 745 de la resolución impugnada la DFAI señaló que existen medios probatorios distintos a los identificados por la DS en las acciones de supervisión realizadas en enero y febrero de 2016 y que corresponden a los hechos verificados por el Ministerio de Cultura, la DIRESA Amazonas, el Ministerio de Agricultura y Riego (**Minagri**), el Organismo Nacional de Sanidad Pesquera (**Sanipes**) y el Instituto Nacional de Defensa Civil (**INDECI**), Petroperú alegó que estos carecen de legitimidad, por los siguientes motivos:
91. Respecto de los hechos verificados por el Ministerio de Cultura (concernientes a que Petroperú no contaría con la previsión del recojo de petróleo y donde recomendó la utilización de canales de comunicación adecuados para la zona), aseveró que los mismos no deben ser tomados en cuenta para acreditar el daño a la salud en el aspecto de bienestar, al no cumplir con lo exigido en la Ley N° 30230 que señala que el daño debe ser real, muy grave y que afecte a la vida y a la salud de las personas, sin perjuicio de que el mismo sea individualizado.
92. Con relación a lo constatado por la DIRESA Amazonas, el administrado aseveró que el informe resultante de dichas acciones, tampoco debe ser considerado, al señalar que, en el 2016, las poblaciones se encontraban expuestas a contaminación; sin acreditar, en ese sentido, la existencia de un daño grave a la vida y a la salud de las personas ni tampoco individualiza a los afectados. Más aún si estos no se refieren a nuevas evaluaciones médicas, sino que únicamente a un análisis de los reportes realizados por brigadas de salud (las cuales fueron tomadas por el personal técnico del rubro ambiental — biólogo y técnico en enfermería— y no por un médico).
- 92.1. Sobre el Informe de Seguimiento presentado en razón de la vigilancia epidemiológica post derrame de petróleo en el distrito de Imaza, el recurrente señaló que este tampoco acredita, de manera objetiva, que las personas expuestas por el derrame presenten un grave daño a su salud producto del contacto que pudo tener la población con el hidrocarburo.
- 92.2. Relacionado con la información contenida en el *Informe Final: Evisap derrame de petróleo en caserío Villa Hermosa – Distrito Imaza/provincia Bagua-Región Amazonas -Enero 2016*, la recurrente señaló que en este se concluye que solamente 39 pobladores presentaron sintomatología; lo cual advierte un evento temporal sin acreditar un daño real y muy grave a la vida o salud de las personas.
93. En torno a los hechos verificados por el Minagri, Petroperú señaló que, a través de su informe, dicha institución solo precisa que, producto del derrame, se afectaron plantaciones de plátano, cacao y bambú; de forma que, al igual que

los restantes documentos, no logra acreditar, de manera objetiva, que las personas hayan sufrido una muy grave afectación a su salud.

94. Por otro lado, respecto de los hechos constatados por el INDECI, aseveró que tampoco deben ser valorados como medio probatorio, en la medida que el informe resultante, solo establece la cuantificación de las personas e identificación de las comunidades afectadas sin probar o aportar información relacionada con el daño muy grave a la salud de las personas.

a.1 Daño a la salud en el componente bienestar físico

95. Al respecto, refirió que uno de los informes a los que recurrió la DFAI es el emitido por la DIRESA Amazonas, donde se señala que producto del evento por exposición al crudo se identificaron 39 personas con síntomas de cefaleas, dermatitis, entre otros; sin embargo, no acredita que los síntomas producto del derrame revistan un carácter muy grave para su salud.

a.2 Daño a la salud en el componente bienestar social

96. Con relación a la perturbación a la salud en su componente social (concretamente en la actividad de pesca), el recurrente acotó que el Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA emitido por Sanipes y, posteriormente, empleado por la DFAI, fue sustituido por aquella institución a través del Informe N° 052-2016-SANIPES/DSNPA, en el cual se precisa que las concentraciones de plomo y cadmio no se asocian como indicadores de contaminación petrolera; por lo que, para el administrado, el OEFA debe basar sus imputaciones en información oficial que no sea obsoleta, más aún si tuvo conocimiento de dicha documentación, evidenciándose el actuar tendencioso e inadecuado por parte del OEFA en la tramitación del presente recurso.

97. Sobre el fundamento esbozado por la DFAI, en virtud del cual se ha dado la afectación al bienestar social producto de la menor disponibilidad de carne de monte, Petroperú señaló que el SERFOR —en su Informe Técnico N° 030-2016-SERFOR/DFIOFFS-DIV, refiere que «de acuerdo a la información socioeconómica del área de afectación no se evidencia el aprovechamiento de fauna silvestre en los lugares de ocurrencia del derrame de crudo»; por lo que, considera, es incorrecto que el OEFA afirme la ocurrencia de afectación a la actividad de caza producto de los derrames.

98. Por otro lado, sobre las fuentes de agua de consumo humano en las comunidades, aseveró que la Autoridad Instructora no realizó una buena investigación para determinar responsabilidad, ya que no tiene seguridad si el agua de río afectada por el derrame era del lugar de donde los pobladores se proveían de agua para su consumo; siendo que, lejos de instruir adecuadamente (solicitando al Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento la información sobre los descargos planteados por Petroperú), la DFAI señaló —con base a información desactualizada del INEI (2007)—que en general el pueblo Awajún solo usa las piletas o pilones en un 2.5%.

D.3.b) De los daños a la salud humana generados por el derrame de crudo en Morona

99. Con relación a este extremo de su apelación, Petroperú esbozó que la DFAI ha determinado la responsabilidad sobre la base de que, en los documentos obrantes en el expediente, se acredita el daño real a la salud; sin embargo, ante dicho supuesto negado, se reitera en que no se verifica la concurrencia de las demás conjunciones copulativas que exige el artículo 19° de la Ley N° 30230.

100. Por tanto, el recurrente señaló que la Autoridad Decisora debió acreditar que el daño a la salud sufrido por las personas identificadas sea muy grave para su vida y salud; circunstancia que no se dio en el presente caso, ya que durante todo el procedimiento trataron de acreditar el *daño mínimo* a la salud, dejando de lado la gravedad exigida por la norma.

101. En consecuencia, solicitó se archive definitivamente el presente PAS, o —en su defecto— se revoque la resolución impugnada al haberse demostrado que los documentos actuados no han logrado acreditar, de manera objetiva e individualizada, que los derrames producidos en Imaza y Morona hayan causado un daño real a la salud y a la vida de manera muy grave.

D.4 Con relación al incumplimiento de inspecciones visuales

D.4.a) De las inspecciones visuales en el derecho de vía del km 440+781-Imaza

102. Pese a no obtener una motivación suficiente (en tanto alega que para la DFAI fue determinante que el no realizar inspecciones visuales al ONP originaron el evento), Petroperú fundamenta haber acreditado la ruptura del nexo causal, puesto que el derrame se suscitó no por el incumplimiento de los compromisos asumidos en el PAMA, sino que se debió a hechos fortuitos, conforme se expuso en los considerandos previos.

103. Ahora bien, mencionó que —en el supuesto negado e hipotético que no hubiera logrado acreditar las inspecciones visuales en el km 440+781 del ONP— sí efectuó patrullajes e inspecciones del Derecho de Vía (DDV) entre los años 2010, 2012, 2013, 2014 y 2015.

104. En esa línea, precisó que, aun cuando la primera instancia considere que las inspecciones visuales en el DDV hubieran permitido localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería, en la actualidad existen medios técnicos y tecnológicos que ofrecen un mayor grado de precisión para determinar picaduras, defectos de recubrimiento y abolladuras (a saber, el pase de raspatabos).

105. Por lo tanto, reiteró que ha quedado acreditado que, desde hace muchos años anteriores al evento, cumple con realizar las inspecciones visuales (verificación física) en los distintos tramos del ONP.

D.4.b) De las inspecciones visuales en el derecho de vía del km 206+035 - Morona

106. En cuanto a las inspecciones del DDV, el recurrente mencionó que lo que se busca con dicha actividad es reportar eventos anómalos —tales como lavaduras en cruce con quebradas, erosión, erosión en cruces aéreos, tubería expuesta, derrumbe sobre el DDV, falta de aislamientos en soportaría, daños en el recubrimiento en tramos aéreos de tubería, entre otros— lo que amerita realizar un recorrido completo al DDV y reportar la ocurrencia de alguno de estos eventos críticos detallando la progresiva en la cual se encuentran; siendo que aquellas que no presenten condiciones críticas no se reportan.

107. Por otro lado, indicó que la Inspección Basada en Riesgo (en adelante, RBI) analiza la planificación de la probabilidad de fracaso y las consecuencias de esta con el fin de desarrollar un plan de inspección.

108. En función a ello, señaló que ha quedado acreditado una vez más que Petroperú en todo momento cumplió con realizar las inspecciones visuales.

D.5 Respecto de la falta de competencia técnica de los funcionarios que recomendaron la declaración de responsabilidad

109. Petroperú precisó que profesionales no calificados generan apreciaciones no sólidas sobre los temas técnicos, como las que se evidencian a continuación:

110. Indicó que no es correcto lo manifestado por la DFAI cuando afirmó que no entregó el reporte del 31 de enero de 2013 de Inspección Geométrica e Inercial²²; siendo que, de los documentos adjuntos, es posible sustentar de manera fehaciente que las herramientas de inspección interna (BHI 2012 y LIN SCAN 2015) lograron registrar dentro de los parámetros de precisión y calidad el espesor de pared de la tubería, su geometría cada 3 mm de distancia en toda esta sección de tubería; sin que se reporte pérdida de señal, deterioro de sensores, ruido, etc.

111. Adicionalmente, mencionó adjuntar el documento denominado *Ubicación de tubería determinada por la herramienta geométrica-inercial del año 2012 y del año 2015*, documento que presenta un análisis del movimiento de la tubería derivado de los datos presentados en los reportes del 2012 y 2015; donde, afirma, se concluye que al no existir movimiento de la tubería entre esos años, el esfuerzo en la tubería no se ha incrementado por acción, por lo que la condición de riesgo para la integridad del ducto no era identificable.

²² Realizado al Tramo Estación 5 - Estación 7 (km 306+108 al km 518+553) entre el 19 de noviembre y el 13 de diciembre de 2012 por la compañía Baker Hughes Pipeline Inspection.

112. En función ello, reiteró que se acredita fehacientemente la ejecución de las inspecciones internas con una periodicidad de 3 años, sin que se reporte en este segmento, anomalías de pérdida de espesor y geométricas que requieran intervenciones para su mantenimiento.

113. De otro lado, manifestó que no es correcta la afirmación efectuada por la primera instancia sobre el hecho de que los valores de resistencia eléctrica del suelo son requeridos para efectuar los diseños de los sistemas de protección catódica, para lo cual se toma los valores más críticos (más bajos), con lo finalidad de asegurar protección contra la corrosión externa, según se indica en la norma NACE SP 0169-2013; siendo que, para Petroperú, la protección catódica logra controlar la velocidad de corrosión externa a diferentes valores de resistencia eléctrica del suelo, el cual es corroborado mediante la medición de potenciales, de acuerdo a los criterios indicados en la Norma NACE SP 0169-2013, contando con registros de resistividad eléctrica a lo largo del oleoducto los cuales son adjuntados.

114. Finalmente, y en torno al fundamento señalado por la Autoridad Decisora en el considerando 359²³ de la resolución venida en grado, Petroperú señaló que la manera de evaluar la eficiencia de los sistemas de protección catódica es a través de las mediciones de potencial paso a paso; por lo que, aclaró, que sí realizó inspección GIS y DGVG durante el año 2011 —conforme se aprecia en los documentos adjuntados— y donde se verifica que la única indicación registrada entre la progresiva km 206 y km 207 presenta un IR de 5.54%, por lo que al tener un IR menor al 15% no se considera para reparación, según la práctica estándar referida en la norma NACE SP 502-2010 *Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology*.

115. Así también, concluyó que —de acuerdo a la inspección GIS realizada— la protección catódica cumple con los criterios de protección, según la Norma NACE SP 0169-2013; mientras que, la inspección del recubrimiento con la técnica del DGVG, no mostró indicaciones por falla en el recubrimiento en lo progresiva km 206+035 del ORN, por lo que la posibilidad de presencia de corrosión en el ducto queda descartada.

D.6 Respecto de la inmediatez en los eventos de los derrames acaecidos en los km 440+781 del Tramo II del ONP y 206+035 del ORN

D.6.a) De la no adopción de acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo ocurrido en Imaza

²³ El tenor del referido fundamento se muestra a continuación:

(...)

359. En tal sentido, se advierte que la ausencia de productos de corrosión sobre la superficie desgastada de la tubería no implica necesariamente que la protección catódica sea adecuada toda vez que no considera los demás factores relevantes establecidos en la Norma NACE SP0169; y que, en una situación de abrasión causada a la tubería por partículas abrasivas arrastradas por una corriente de agua, es de esperar que cualquier producto de la corrosión en la superficie de la tubería sería arrastrada por la corriente.

116. Al respecto, Petroperú argumentó que, en el apartado *Observaciones* del Acta de Supervisión, se dejó constancia que, el 9 de febrero de 2016, habían 70 trabajadores de la Comunidad Nativa Mayuriaga (CN Mayuriaga) realizando labores de recuperación y limpieza en el km 206; quienes, sin embargo, paralizaron las actividades debido a que condicionaron dichos trabajos al pago de un monto ascendente a S/ 300.00 diarios, siendo que solo tras la negociación (y el acuerdo para el pago de S/ 150.00 diarios netos) se reanudaron dichas actividades.
117. En esa línea, aseveró que, para el 11 de febrero de 2016, ya habían 170 personas realizando los trabajos de limpieza y recuperación del crudo, a pesar de que los pobladores colindantes impidieron y entorpecieron la continuación de los trabajos de limpieza y recuperación de crudo.
118. Circunstancias que, afirma Petroperú, haber sido adjuntadas en calidad de medios probatorios que no fueron evaluados por la Autoridad Decisora, la misma que —en todo caso— permitirá acreditar fehacientemente que en la zona de limpieza y recuperación hubo un conflicto social, el cual impidió el cumplimiento cabal del su Plan de Contingencia; por lo que, en este caso, considera que aplicaría la exoneración de responsabilidad al haberse determinado que este se debió a un hecho determinante de tercero.
119. En esa medida, adjuntó un cuadro resumen con los principales contratos de los primeros días del derrame, donde se evidencia por el número de jornales, la cantidad de personal que laboró (aproximadamente 170 personas) así como, la información de servicios logísticos que también se realizaron para la atención de la contingencia desde el inicio de la misma.
120. De otro lado, en torno a la afirmación efectuada por la DFAI respecto a la existencia de facilidades en el acceso en la Estación 6, la cual se encontraba relativamente cerca de la zona del derrame, el recurrente precisó que no resulta ser cierta; ello, toda vez que dicha estación se encuentra a un punto de distancia mucho mayor a los 16 km indicados por el OEFA.
121. Aunado a ello, aseveró que existía un acceso inoperativo que tuvo que manejarse para poder llegar al punto de la falla (precisa que la carretera *Reposo* existe, pero esta pasa aproximadamente a 1000 m del evento); de forma que el OEFA no precisa distancia, siendo que desde el Google Maps y las fotos satelitales puede parecer un punto más cercano y de fácil llegada.
122. En esa línea, adjuntó un video en el que se puede apreciar que el personal efectuó todos los esfuerzos necesarios para colocar la grapa muy a pesar de que en esos momentos se producía una intensa lluvia, cuya magnitud puede apreciarse claramente en el vídeo, mediante el cual se corrobora la existencia de las lluvias durante los trabajos; hechos que advierten que lo señalado por la DFAI en el considerando 451 de la resolución impugnada tampoco es correcto.

D.6.b) De la no adopción de acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de Morona

123. Al respecto, refirió que, acciones similares a las descritas previamente, se realizaron en el derrame ocurrido el 2 de febrero de 2016, entre las que se encuentran: (i) tras el reporte del evento, la activación inmediata del Plan de Contingencia, así como la comunicación a las autoridades competentes, y el inicio de la movilización de una cuadrilla de personal y equipos a la zona del derrame desde la Estación 5, para implementar las acciones correspondientes; (ii) habilitación del helipuerto y campamentos para las labores de apoyo logístico, transporte de personal técnico, barreras, paños oleofílicos, cilindros y equipos de reparación de tubería; (iii) instalación de una barrera convencional en la desembocadura de la quebrada Copay; (iv) instalación de una camisa de refuerzos de 60cm de longitud controlando la fuga de petróleo; y, (v) labores de limpieza y recuperación de crudo con un total de 30 cilindros en el lugar de la ocurrencia; entre otras.
124. En razón de ello, aseveró que debe tenerse en cuenta la situación de Petroperú frente al difícil acceso a la zona, así como las fuertes lluvias y vientos frecuentes que hicieron que el acceso y la implementación de las medidas de control y mitigación resultaran complicadas; por lo que, a pesar de dichas circunstancias, mencionó haber cumplido con ejecutar inmediatamente las medidas establecidas en el Plan de Contingencias, paralizando el bombeo y movilizándolo el personal y el equipo para identificar el punto de la falla.
125. Asimismo, consideró importante desvirtuar la afirmación efectuada por el OEFA respecto a que únicamente "se encontró una cuadrilla de cuatro personas contratistas de Petroperú realizando trabajos de recuperación del crudo de las aguas del río Morona, la cual resultaba insuficiente dada la extensión del área afectada"; en la medida que, como ya habría indicado, contaba con 170 personas trabajando en la limpieza y remediación en la zona del derrame, y no únicamente 40^(sic) como la Autoridad Supervisora señala a raíz de una supervisión parcial realizada.
126. Finalmente, Petroperú indicó que lo consignado en el fundamento 485 de la Resolución Directoral I es incorrecto, en razón a que el sistema SCADA si bien detecta la caída de presión, ello no permite inferir la existencia de una fuga de petróleo, en tanto el transporte del mismo por el ducto no se ajusta a un proceso operativo de presión fija, sino estos cambios de presión se dan en función a distintos factores, como las variaciones de la temperatura del ambiente, cambios de máquina, cambio de tanque, fugas de crudo, etc.; variaciones que, por otro lado, señaló son identificadas e interpretadas por este a través del Sistema SCADA y Active Factory.

D.7 Respecto de las medidas correctivas impuestas

127. Sobre el particular, el recurrente manifestó lo siguiente:

- 127.1 Respecto de la medida correctiva N° 1 del Cuadro N° 4²⁴ de la presente resolución, refirió que el plazo otorgado por la DFAI no es razonable, al tratarse de una medida que requiere ser tercerizada; siendo que, en su calidad de empresa estatal, se requiere de un tiempo superior para solicitar, justificar, gestionar y lograr la aprobación de la asignación de fondos para dicha contratación. Situación que la primera instancia no consideró, ya que solo el inicio de dicho proceso tardaría más de los veinticinco (25) días hábiles que otorga el OEFA para el cumplimiento de la mencionada medida correctiva. Sin perjuicio de ello, también alegó la superposición de funciones con los mandatos que impone y viene fiscalizando el Osinergmin.
- 127.2 Respecto de la medida correctiva N° 2 del Cuadro N° 4²⁵ de la presente resolución, aseveró que el control topográfico en la progresiva del km 440+781, no constituye un compromiso asumido en el PAMA, por lo que no se tornaría exigible; sin perjuicio de ello, reiteró que existe una superposición de funciones de lo que nos ordena el OEFA con los mandatos que nos impone y viene fiscalizando el Osinergmin.
- 127.3 En torno a la medida correctiva N° 3 del Cuadro N° 4²⁶ de la presente resolución, señaló que el plazo otorgado por la DFAI no es razonable, pues se trata de una medida que requiere ser contratada; siendo que, dicho plazo debería ascender a 202 días hábiles como mínimo. Por otra parte, refirió haber acreditado la ejecución del monitoreo potencial de protección catódica en enero de 2016.

²⁴ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

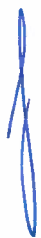
Petroperú deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspatabos inteligente del km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan afectar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos.

²⁵ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

Petroperú deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería.


²⁶ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+78 / del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento.




127.4 En torno a la medida correctiva N° 4 del Cuadro N° 4²⁷ de la presente resolución, argumentó que —en la misma línea de lo esbozado— el plazo otorgado por la DFAI no es razonable, pues se trata de una medida que requiere ser contratada; debiendo ser prolongado este a un plazo de 202 días hábiles como mínimo.


127.5 En torno a la medida correctiva N° 5 del Cuadro N° 4²⁸ de la presente resolución, referida a la limpieza de sedimentos y monitoreo de TPH, cuestionó lo referido a la forma de acreditación, al señalar que:



127.5.1 La Guía de los Países Bajos (The New Dutch List, 2000), empleada por OEFA para fines comparativos, no constituye actualmente una referencia válida ni vigente para evaluar sedimentos, toda vez que actualmente la gestión de los sedimentos en dicho país ha cambiado en virtud de la Ley del Agua de los Países Bajos (Dutch Water Act, 2009), tal como se ha establecido en el Documento Guía para la Evaluación de Sedimentos de dicho país (Guidance Document for Sediment Assessment, 2010).



127.5.2 De igual forma, acotó que la Circular de Remediación de Suelos de los Países Bajos de 2013 (Soil Remediation Circular, 2013) —documento de carácter integrador de las diferentes regulaciones aplicables a la protección del suelo de dicho país—también hace hincapié en la derogación de la Guía de los Países Bajos del año 2000.



127.5.3 Así también, cabe precisar que, aun cuando el nivel de intervención propuesto por ambas versiones de la Guía (la rescindida del año 2000 y la vigente del año 2013) para el parámetro *mineral oil*, es el mismo (5000 mg/kg MS), la versión vigente de la misma no es aplicable a sedimentos.

127.5.4 Posición que, afirma, ha sido corroborada por el Ministerio del Ambiente (**Minam**), cuando en el Informe N° 255-2018-MINAM/VMGA/DGCA/DCAE del 17 de setiembre de 2018, da respuesta a una consulta formulada por Petroperú con relación a la gestión de sedimentos en el marco de las contingencias ocurridas en el ONP.




²⁷ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:


Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería.

²⁸ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

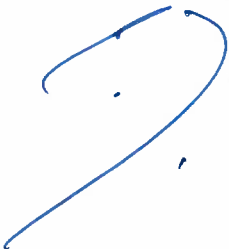
Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas de los puntos de muestreo, 148,7, km440+781-1, 148,7, km440+781-2, 148,7, km440+781-3, 148,7, km440+781, 148,7, km440+781-8, 148,7, km440+781-9, 148,7, km440+781-13, 148,7, km440+781-14 y 148,7, km440+781-16.





127.5.5 En ese sentido, aseveró que en la normativa peruana no existe un Estándar de Calidad Ambiental para sedimentos, ni una norma internacional de referencia aprobada por el Minam sobre la cual se pueda concluir que la mera presencia de concentraciones residuales de TPH en sedimentos en un escenario post remediación, constituyen un riesgo para el ambiente o la salud humana.




127.5.6 De igual forma, señaló que la precisión señalada por el OEFA en el considerando 1308 de la resolución impugnada (en torno a que mediante el Informe N° 242-2018-MINAM/VMGA/DGCA/DCAE, el Minam indicó que se deben incluir criterios claros y verificables sobre los objetivos de las actividades de remediación) es imprecisa; toda vez que, mediante dicho informe, la referida entidad recomienda que en los planes de contingencia y de acción de remediación de las empresas petroleras se incluyan criterios claros y verificables sobre los objetivos de remediación, los cuales serían aprobados por la autoridad competente en el marco de la aprobación del Plan de Contingencia y/o Plan de Acción respectivo.




127.5.7 Asimismo, alegó que el hecho de que el OEFA utilice como referencia para TPH en sedimentos la "Guía Atlantic RBCA", no habiendo usado la misma como referencia en ningún momento previo antes del dictamen ni presentando sustento técnico para la utilización de dicha norma, no resulta factible pues:

- 
- 
- a) Las características ecosistémicas y ambientales entre Canadá y la selva amazónica de Perú son completamente diferentes.
 - b) No existen métodos analíticos que permitan comparar los resultados del parámetro TPH con los del TPH Modificado.
 - c) La Guía requiere que, previo a la comparación de los valores, se desarrolle una evaluación en concordancia con el Apéndice 1 denominado *Best Management Practices for Environmental Assessment of Petroleum Impacted Sites in Atlantic Canada*, documento técnico que no cuenta con una versión análoga u homologada por el Minam.
 - d) De igual manera, mencionó que la propia *Guía Atlantic RBCA* establece que el uso de los documentos



técnicos de su autoría debe efectuarse una consulta a los departamentos gubernamentales competentes (como es el caso del Minam) para asegurar que todos los criterios y procedimientos son aplicables.




127.5.8 Sin perjuicio de lo anterior, y considerando las múltiples ocasiones en las que el OEFA ha intentado atribuir incumplimientos basándose en normas internacionales que no constituyen parte del ordenamiento jurídico nacional, Petroperú remitió a la Dirección de Calidad Ambiental del Minam una consulta respecto a que si dicha autoridad ha efectuado la delegación o declinación de competencias a favor de OEFA para aprobar los lineamientos, las metodologías, los procesos y los planes para la aplicación de ECA para sedimentos.

127.5.9 En conclusión, aseveró que corresponde desestimar la medida correctiva establecida toda vez que Petroperú no ha incumplido ninguna normativa ambiental, ni compromiso u obligación ambiental fiscalizable relacionada al componente sedimentos para un escenario post remediación, ni OEFA ha podido acreditar la presencia de TPH en sedimentos en concentraciones que constituyan un riesgo.



127.5.10 Finalmente, el plazo otorgado por DFAI no es razonable, pues se trata de una medida que requiere ser contratada.



127.6 Con relación a la medida correctiva N° 6 del Cuadro N° 4²⁹ de la presente resolución, aseveró que ejecutar un plan de fortalecimiento de comunicaciones sobre las medidas de limpieza y mitigación a llevarse a cabo en caso ocurra una contingencia, no contribuirá a corregir los efectos negativos que pudo generar la conducta infractora al ambiente, recursos naturales o a la salud de las personas, por causa del evento ocurrido en el km 440+781.

127.7 Sobre la medida correctiva dictada N° 1 del Cuadro N° 5³⁰ de la




²⁹ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:


Petroperú deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/ o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.

³⁰ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

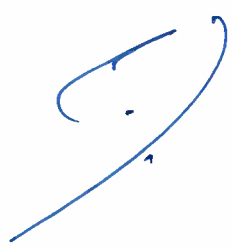
Petroperú deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.




presente resolución, cuestionó que debe ser más específica, ya que las inspecciones visuales que solicita la DFAI se entienden que deben ser después del evento ocurrido en el km 206+035, pero no indica hasta cuándo; debiendo la primera instancia indicar con claridad la obligación y la forma de acreditar, de manera que se eviten diferentes interpretaciones que puedan afectar su cumplimiento.



127.8 Respecto a la medida correctiva N° 2 del Cuadro N° 5³¹ de la presente resolución, cuestionó el extremo referido al plazo otorgado, al considerarlo que el mismo no es razonable.



127.9 Con relación a la medida correctiva N° 3 del Cuadro N° 5³² de la presente resolución, Petroperú señaló que la aseveración realizada por la DFAI respecto de que este no habría concluido las labores de limpieza, deviene imprecisa; toda vez que si bien en el *Informe final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte*, se informa que, como consecuencia de las intensas lluvias y el alto nivel del río Morona, también se indicó que la empresa LAMOR efectuó los trabajos de lavado total de la quebrada Cashacaño, dando por terminadas las actividades el 24 de diciembre de 2017. Lo cual, a criterio del recurrente, acreditaría que sí cumplió con realizar los trabajos de limpieza y remediación en las progresivas 24+200 y 25+550 (sector Este) de la citada quebrada. Adicionalmente, reiteró los argumentos relacionados con la inexistencia de un Estándar de Calidad Ambiental para sedimentos, conforme se indicó en el punto 127.5 de la presente resolución.



127.10 En torno a la medida correctiva N° 4 del Cuadro N° 5³³ de la presente resolución, Petroperú señaló que es incorrecto el fundamento de la DFAI, en virtud del cual el administrado habría señalado que los centros de acopio se deterioraban por el paso del tiempo o por el calor

³¹ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

Petroperú deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica con la consecuente verificación del estado del revestimiento del Tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.

³² La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura 24+200 y 25+550, las cuales fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza.

³³ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona.

y las condiciones climáticas; pues lo que se mencionaba en el Informe Final del Plan de Acción y Remediación, es que los almacenes temporales fueron debidamente impermeabilizados y cubiertos con plásticos para la protección de las mencionadas condiciones adversas, ejecutándose la actividad de reembolsado de sacos. De forma que, a su entender, el OEFA se encuentra pendiente de evaluar la efectividad de los trabajos de limpieza, remediación y disposición de residuos desplegados por parte de Petroperú.

- 127.11 En torno a la medida correctiva dictada N° 5 del Cuadro N° 5³⁴ de la presente resolución, Petroperú señaló que la obligación que la DFAI pretende sea cumplida no calza ni se ajusta con ninguno de los tipos de las medidas correctivas señaladas en el la Resolución de Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD; mencionando que, en esa línea, dicha evaluación le corresponde a las entidades gubernamentales competentes y/o especializadas y no al administrado, cuyos compromisos asociados a la emergencia se encuentran declarados y aprobados en los respectivos Planes de Contingencia y Cronograma de Actividades de Limpieza y Remediación.

D.8 Respecto de la valoración de la multa

D.8.a) Valoración del Daño – conductas infractoras de Imaza

a.1 Sobre la extensión del derrame que generó daño potencial


128. Al respecto, Petroperú refirió que, en el Informe N° 0877-2019-OEFA/DFAI-SSAG, se menciona hasta en cuatro oportunidades que el objetivo utilizado para el cálculo de la multa es el de valorar la pérdida de los servicios ecosistémicos de las áreas afectadas por el derrame, que a su vez han impactado en la salud de las personas.
129. En ese sentido, consideró que, si las delimitaciones de las áreas de ecosistemas degradados por el derrame ya han sido determinadas en campo o través de medios probatorios suficientes y que en total ascienden a 40 200 m², resulta cuestionable que la Sub Dirección de Sanción y Gestión de Incentivos (**SSAG**) extienda la afectación a un total de 54 566.06 ha sin mayor sustento, haciendo uso de una extrapolación que asume: i) que toda la población del distrito de Imaza, independientemente de si fue o no afectada por el derrame, se asienta única y exclusivamente en el ecosistema "Bosque Basimontano de Yunga"; y, (ii) que identificar un determinado porcentaje de personas afectadas en el distrito permite establecer un porcentaje equivalente

³⁴ La misma tiene como obligación la detallada a continuación:

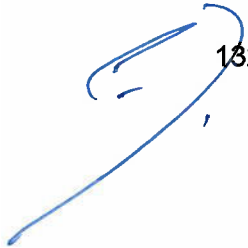

Petroperú deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento *Informe final del Plan de Acción km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte*.




de territorio o ecosistema afectado.

- 
130. Adicionalmente, precisó que en el mencionado informe se refiere aplicar un vector de ajuste $c = 1\%$, dada la dimensión espacial e información asimétrica típica de eventos indeseables como los derrames de hidrocarburos. Al respecto, aun cuando el área de afectación ya ha sido calculada tanto por Petroperú y la DS, resulta cuestionable que, para el caso de los derrames de Morona, aplique un vector de ajuste para "ajustar" la dimensión del derrame, y no aplique el mismo enfoque para el caso del derrame de Imaza.
131. En otras palabras, aseveró que la valoración económica del daño debe centrarse sobre las áreas probadamente afectadas y no sobre áreas calculadas utilizando una extrapolación que carece de sustento y rigor estadístico, atribuyendo la condición de "afectada" a áreas sobre las cuales OEFA no cuenta con ninguna evidencia objetiva de afectación. En ese sentido, el enfoque utilizado por la SSAG sobredimensiona el daño en detrimento del administrado.


a.2 Sobre la aplicación de la transferencia de beneficios

- 
132. El recurrente señaló que existe una vulneración a su derecho de defensa, en tanto la SSAG no solo no incorporó el *documento de trabajo* para el presente procedimiento, sino que se limitó a indicar que la Metodología para el cálculo de multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, modificada a través de la Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD (**Metodología para el Cálculo de Multas**), no amerita ser notificada al tratarse de un documento público.
- 
133. Siendo que, para el recurrente —sin la información contenida en el documento de trabajo (Estudio Base) y relacionada a la estimación del VET de US\$ 69.54 por ha/año— dicha situación no le permitió valorar si el OEFA ha tenido en cuenta las diferentes condiciones que la Guía de Valorización Económica del Patrimonio Natural (Minam, 2016) establece para la utilización del método de transferencia de beneficio: i) contextos de similares condiciones geográficas y socioeconómicas; y, ii) aplicación de factores de ajuste; siendo que no es posible conocer la fuente, contexto y factores de ajuste empleados en la estimación de las cifras consignadas.



D.8.b) Valoración del Daño – conductas infractoras de Morona

b.1 Sobre la extensión del derrame que generó daño potencial

- 
134. En la misma línea que lo ya esbozado, Petroperú reiteró que la delimitación de las áreas realmente impactadas y, por ende, cuyos servicios ecosistémicos se pudieron ver afectados, fue realizada por el OEFA en el Informe de Supervisión respectivo, siendo que en este se precisa que el área impactada detectada es

de aproximadamente 400 m², el cual alcanzó cuerpos de agua natural sobre el río Morona y vegetación a lo largo de la quebrada Cashacaño.

135. Así también, precisó que, en el Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental km 206+035 del ORN, se determinó que las zonas afectadas como consecuencia del derrame totalizaron 126.40 ha.
136. De ahí que, si las delimitaciones de las áreas de ecosistemas degradadas por el derrame ya habían sido determinadas, resulta cuestionable que se extienda la afectación a un total de 522.899.68 ha (5229 ha, luego de aplicado el factor de ajuste); área alcanzada, considerando que el porcentaje de la población afectada del distrito de Morona guarda una relación directamente proporcional con el porcentaje de Bosque Aluvial Inundable, Bosque de Terraza No Inundable, Pantano de Palmeras y Zona Urbana presente en Morona.
137. Estando a ello, señaló que el razonamiento del OEFA llevaría a entender que en el distrito de Morona se prevería encontrar 1 persona por cada 199.66 ha (1.20 ha, considerando un factor de corrección de 1%) o, dicho de otra manera, equivaldría a que, por cada persona afectada, se afectó automáticamente a 199.66 ha (1.20 ha [1.99 ha] considerando un factor de corrección de 1%) de Bosque Aluvial Inundable, Bosque de Terraza No Inundable, Pantano de Palmeras o Zona Urbana, condición que no cuenta con medio probatorio alguno por parte de OEFA.

b.2 Sobre la aplicación de la transferencia de beneficios

138. Petroperú reiteró los argumentos planteados en este extremo respecto del derrame de Imaza, precisando que —en el caso particular de Morona— sin la información contenida en el "Documento de Trabajo" (Estudio Base) y relacionada a la estimación del VETPP de US\$ 1 836.90 por ha/año, que OEFA indica corresponde a una hectárea/año de Bosque Aluvial Inundable, Bosque de Terraza No Inundable, Pantano de Palmeras o Zona Urbana, Petroperú no puede evaluar si la administración ha tenido en cuenta las diferentes condiciones que la Guía de Valorización Económica del Patrimonio Natural (Minam, 2016) establece para la utilización del método de transferencia: i) contextos similares de condiciones geográficas y socioeconómicas; y, ii) aplicación de factores de ajuste.
139. En esa línea, concluyó que no es posible conocer si el OEFA se limitó o *copiar y pegar* los resultados de la bibliografía que referencia o si, como corresponde, aplicó factores de ajuste en función de las similitudes de condiciones geográficas y socioeconómicas; por lo que, el hecho de que la SSAG indique que la información utilizada para la elaboración del Cuadro 1 del Anexo 5 del Informe N° 0877-2019-OEFA/DFAI-SSAG es "de carácter público" hace suponer que, de haber sido obtenidos los valores de otro estudio base, no habrían hecho más que emplear dicha cifra sin haber aplicado algún tipo de ajuste o análisis previo de las condiciones y contextos específicos de cada lugar.

140. Mediante escrito con Registro N° 2019-E01-081074³⁵ presentado el 19 de agosto de 2019, el administrado solicitó se le conceda medida cautelar respecto de las medidas correctivas dictadas³⁶ a través de la Resolución Directoral I, la cual fue desestimada por esta Sala el 12 de setiembre de 2019, mediante Resolución N° 415-2019-OEFA/TFA-SMEPIM³⁷.

141. El 12 de noviembre de 2019 se llevó a cabo la audiencia de informe oral ante la Sala Especializada en Minería, Energía, Pesquería e Industria Manufacturera del TFA³⁸ en las instalaciones del OEFA, tal como consta en el acta respectiva³⁹; y a través de la cual, el administrado reiteró los argumentos presentados en su recurso de apelación, así como de los terceros administrados Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible Perú - IDLADS, Instituto de Defensa Legal – IDL y Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis.

II) COMPETENCIA

142. Mediante la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente (**Decreto Legislativo N° 1013**)⁴⁰, se

³⁵ Folios 2518 al 2537.

³⁶ Cabe señalar que, mediante escrito con Registro N° 2019-E01-083702 (folios 2916 al 2918), a través del cual precisó los argumentos de su solicitud de medida cautelar administrativa, concretamente, respecto de la medida correctiva de la Tabla 114 de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFADFAI.

³⁷ Folios 2919 al 2925. Acto debidamente notificado el 17 de setiembre de 2019.

A través del referido acto administrativo, se resolvió:

(...)

SE RESUELVE:

PRIMERO.- Declarar **IMPROCEDENTE** la solicitud de concesión de medida cautelar presentada por Petróleos del Perú – Petroperú S.A., a efectos de que la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental se abstenga de realizar acciones encaminadas a hacer efectivas las medidas correctivas dictadas mediante Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019. (...)

³⁸ Cabe señalar que mediante Resolución de Consejo Directivo N° 027-2019-OEFA/CD, publicada el 27 de noviembre de 2019 en el diario oficial *El Peruano*, se modificó la Resolución N° 021-2019-OEFA/CD en el extremo referido a la denominación de la Sala Especializada del TFA; la cual en adelante, será denominada "Sala Especializada en Minería, Energía, Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios".

³⁹ Folio 2997.

⁴⁰ **Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente**, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 14 de mayo de 2008.

Segunda Disposición Complementaria Final.- Creación de Organismos Públicos Adscritos al Ministerio del Ambiente

1. Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental

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

crea el OEFA.

143. Según lo establecido en los artículos 6° y 11° de la Ley de SINEFA⁴¹, el OEFA es un organismo público técnico especializado, con personería jurídica de derecho público interno, adscrito al Ministerio del Ambiente y encargado de la fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental.
144. Asimismo, en la Primera Disposición Complementaria Final del mencionado texto normativo se dispone que mediante Decreto Supremo, refrendado por los sectores involucrados, se establecerán las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción ambiental serán asumidas por el OEFA⁴².
145. Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM⁴³ se aprobó el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Osinergmin al OEFA, y mediante Resolución de

⁴¹ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, publicada en el diario oficial El Peruano el 5 de marzo de 2009.

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

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

Artículo 11°.- Funciones generales

11.1 El ejercicio de la fiscalización ambiental comprende las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, y sanción destinadas a asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en la legislación ambiental, así como de los compromisos derivados de los instrumentos de gestión ambiental y de los mandatos o disposiciones emitidos por el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en concordancia con lo establecido en el artículo 17, conforme a lo siguiente: (...)

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

⁴² Ley del SINEFA.

Disposiciones Complementarias Finales

Primera.- Mediante Decreto Supremo refrendado por los Sectores involucrados, se establecerán las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental serán asumidas por el OEFA, así como el cronograma para la transferencia del respectivo acervo documentario, personal, bienes y recursos, de cada una de las entidades.

⁴³ Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, que aprueba el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA, publicado en el diario oficial El Peruano el 21 de enero de 2010.

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

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

Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD⁴⁴ se estableció que el OEFA asumiría las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad desde el 4 de marzo de 2011.

146. Por otro lado, el artículo 10° de la Ley del SINEFA⁴⁵, y los artículos 19° y 20° del Reglamento de Organización y Funciones del OEFA, aprobado por el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM⁴⁶, disponen que el TFA es el órgano encargado de ejercer funciones como segunda y última instancia administrativa del OEFA, en materias de su competencia.

III) PROTECCIÓN CONSTITUCIONAL AL AMBIENTE

147. Previamente al planteamiento de las cuestiones controvertidas, esta Sala considera importante resaltar que el ambiente es el ámbito donde se desarrolla la vida y comprende elementos naturales, vivientes e inanimados, sociales y culturales existentes en un lugar y tiempo determinados, que influyen o condicionan la vida humana y la de los demás seres vivientes (plantas, animales y microorganismos)⁴⁷.

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

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

Ley del SINEFA

Artículo 10°.- Tribunal de Fiscalización Ambiental

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

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

Artículo 19°.- Tribunal de Fiscalización Ambiental

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

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

Artículo 20°.- Funciones del Tribunal de Fiscalización Ambiental

El Tribunal de Fiscalización Ambiental tiene las siguientes funciones:

- Conocer y resolver en segunda y última instancia administrativa los recursos de apelación interpuestos contra los actos administrativos impugnables emitidos por los órganos de línea del OEFA.
- Proponer a la Presidencia del Consejo Directivo mejoras a la normativa ambiental, dentro del ámbito de su competencia.
- Emitir precedentes vinculantes que interpreten de modo expreso el sentido y alcance de las normas de competencia del OEFA, cuando corresponda.
- Ejercer las demás funciones que establece la normativa vigente sobre la materia.

⁴⁷ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 0048-2004-AI/TC. Fundamento jurídico

148. En esa misma línea, en el numeral 2.3 del artículo 2° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (LGA)⁴⁸, se prescribe que el ambiente comprende aquellos elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.
149. En esa situación, cuando las sociedades pierden su armonía con el entorno y perciben su degradación, surge el ambiente como un bien jurídico protegido. En ese contexto, cada Estado define cuánta protección otorga al ambiente y a los recursos naturales, pues el resultado de proteger tales bienes incide en el nivel de calidad de vida de las personas.
150. En el sistema jurídico nacional, el primer nivel de protección al ambiente es formal y viene dado por elevar a rango constitucional las normas que tutelan bienes ambientales, lo cual ha dado origen al reconocimiento de una "Constitución Ecológica" dentro de la Constitución Política del Perú, que fija las relaciones entre el individuo, la sociedad y el ambiente⁴⁹.
151. El segundo nivel de protección al ambiente es material y viene dado por su consideración como: (i) principio jurídico que irradia todo el ordenamiento jurídico; (ii) derecho fundamental⁵⁰, cuyo contenido esencial lo integra el derecho a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida, y el derecho a que dicho ambiente se preserve⁵¹; y, (iii) conjunto de

27.

⁴⁸ Ley N° 28611.

Artículo 2°.- Del ámbito (...)

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

⁴⁹ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03610-2008-PA/TC. Fundamento jurídico 33.

⁵⁰ **Constitución Política del Perú De 1993.**

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

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

⁵¹ Al respecto, el Tribunal Constitucional, en la sentencia recaída en el Expediente N° 03343-2007-PA/TC, fundamento jurídico 4, ha señalado lo siguiente:

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

obligaciones impuestas a autoridades y particulares en su calidad de contribuyentes sociales⁵².

152. Cabe destacar que, en su dimensión como conjunto de obligaciones, la preservación de un ambiente sano y equilibrado impone a los particulares la obligación de adoptar medidas tendientes a prevenir, evitar o reparar los daños que sus actividades productivas causen o puedan causar al ambiente. Tales medidas se encuentran contempladas en el marco jurídico que regula la protección del ambiente y en los respectivos instrumentos de gestión ambiental.

153. Sobre la base de este sustento constitucional, el Estado hace efectiva la protección al ambiente, frente al incumplimiento de la normativa ambiental, a través del ejercicio de la potestad sancionadora en el marco de un debido procedimiento administrativo, así como mediante la aplicación de tres grandes grupos de medidas: (i) medidas de reparación frente a daños ya producidos; (ii) medidas de prevención frente a riesgos conocidos antes que se produzcan; y, (iii) medidas de precaución frente a amenazas de daños desconocidos e inciertos⁵³.

154. Bajo dicho marco normativo que tutela el ambiente adecuado y su preservación, este Tribunal interpretará las disposiciones generales y específicas en materia ambiental, así como las obligaciones de los particulares vinculadas a la tramitación del PAS.

IV) ADMISIBILIDAD

155. El recurso de apelación ha sido interpuesto dentro de los quince (15) días hábiles de notificado el acto impugnado y cumple con los requisitos previstos en los artículos 218° y 221° del TUO de la LPAG⁵⁴, por lo que es admitido a trámite.

V) CUESTIONES PREVIAS

156. Con carácter preliminar al análisis de las cuestiones controvertidas relativas al fondo del asunto, corresponde a este Tribunal dilucidar los aspectos

⁵² Sobre la triple dimensión de la protección al ambiente se puede revisar la Sentencia T-760/07 de la Corte Constitucional de Colombia, así como la sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03610-2008-PA/TC.

⁵³ Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 03048-2007-PA/TC. Fundamento jurídico 9.

⁵⁴ TUO DE LA LPAG.

Artículo 218. Recursos administrativos

218.1 Los recursos administrativos son:

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

Solo en caso que por ley o decreto legislativo se establezca expresamente, cabe la interposición del recurso administrativo de revisión.

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

procedimentales evidenciados de oficio así como los cuestionados por aquel en su recurso de apelación; ello en tanto, su esclarecimiento incide directamente en preservación del PAS.

A) Respecto a la parte resolutive de la Resolución Directoral I

157. De la revisión de la resolución directoral venida en grado, es posible advertir que, los fundamentos relacionados con el dictado de las medidas correctivas, fueron esquematizados conforme el siguiente detalle:

1408. En cuanto a las conductas infractoras respecto de las cuales se acreditó la responsabilidad por parte de Petroperú, del análisis efectuado se concluyó que existen efectos nocivos cuya corrección no ha sido acreditada y respecto de los cuales corresponde el dictado de sendas medidas correctivas, conforme a las siguientes tablas:

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación	N°	Medidas correctivas
	N° 1, 2, 3 y 4	1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspabombos inteligente del km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan afectar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos (Tabla N° 105)
		2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería. (Tabla N° 106)
		3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A., deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento. (Tabla N° 107)
		4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería. (Tabla N° 108)
	N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	5	Petroperú deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia. (Tabla N° 109 y 110)

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación	N°	Medidas correctivas
1	N° 1, 2, 3 y 4	1	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035. (Tabla N° 111)
		2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica con

			la consecuente verificación del estado del revestimiento del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035. (Tabla N° 112)
2	N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	3	<p>Primera Etapa: Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza. (Tabla N° 113)</p> <p>Segunda Etapa: Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.</p> <p>Tercera Etapa: Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.</p>
3	5, 6, 7 y 8	4	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona. (Tabla N° 114)
4		5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte". (Tabla N° 115)

Fuente: Resolución Directoral II
Elaboración: DFAI

158. Siendo que, a través del artículo 4° de la resolución impugnada, la DFAI resolvió ordenar a Petroperú el cumplimiento de las mencionadas medidas correctivas, tal como se observa a continuación:

Artículo 4°.- Ordenar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de la medidas correctivas señaladas en las **Tablas N° 105 a la 115** de la presente Resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa.

(Énfasis agregado)

159. Ahora bien, mediante Resolución Directoral II, la referida autoridad resolvió rectificar y enmendar de oficio la Resolución Directoral I, consignándose entre los fundamentos lo siguientes:

2. Al respecto, de la revisión de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI (en lo sucesivo, **Resolución Directoral**) se observa la alteración del correlativo de las tablas contenidas en los considerandos 1298, 1314, 1326, 1346, 1359, 1366, 1374 y 1388; siendo que su rectificación consiste en la corrección del referido orden correlativo (a los citados considerandos les corresponde las siguientes tablas N° 109, N° 110, N° 111, N° 112, N° 113, N° 114, N° 115 y N° 116, respectivamente), sin que por ello se vean alterados los aspectos sustanciales de su

contenido o el sentido de la decisión expresada, correspondiendo a rectificarlo de oficio.

(...)

4. Asimismo, en las dos (2) tablas del considerando 1408 se detallaron las medidas correctivas y el número de tabla que contiene cada medida correctiva, sin embargo, y considerando que se ha corregido el orden correlativo de las tablas N° 109 al N° 116, corresponde rectificar de oficio las referidas tablas, sin que ello altere los aspectos sustanciales del contenido o el sentido de la decisión expresada, quedando redactada de la siguiente manera:

Tabla N° 2: Numeración de las medidas correctivas

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación	N°	Medidas correctivas
	N° 1, 2, 3 y 4	1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 105)
		2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 106)
		3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A., deberá (...). (Tabla N° 107)
		4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 108)
	N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	5	Petroperú deberá deberá (...). (Tabla N° 110 y 111)

N°	Conductas infractoras de la Tabla N° 10 de la Resolución Subdirectoral de Variación	N°	Medidas correctivas
1	N° 1, 2, 3 y 4	1	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 112)
		2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 113)
2	N° 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	3	Primera Etapa: (...). (Tabla N° 114)
			Segunda Etapa: (...).
			Tercera Etapa: (...).
3	5, 6, 7 y 8	4	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 115)
4		5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá (...). (Tabla N° 116)

(...)

(Resolución Directoral II)

160. Estando a ello, si bien de la mencionada resolución se desprende la existencia de errores materiales que fueron advertidos y rectificadas en razón de lo establecido en el numeral 212.1 del artículo 212° del TUO de la LPAG; no obstante, no se procedió con la rectificación del mencionado artículo 4° de la Resolución Directoral I, a efectos de adecuar dichas correcciones a la integridad del mencionado acto administrativo.
161. A partir de lo expuesto, esta Sala considera pertinente señalar que, al haberse ordenado a Petroperú el cumplimiento de las medidas correctivas establecidas en el detalle dispuesto en el considerando 1408 de la resolución venida en grado, la DFAI debió consignar también la Tabla N° 116, la cual corresponde a la medida correctiva N° 5 referida a la «elaboración de un plan de acción social,

con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte».

162. En ese contexto, debe mencionarse que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 370° del Código Procesal Civil, aprobado por Decreto Legislativo N° 768⁵⁵ (aplicable de manera supletoria al presente procedimiento en atención a su Primera Disposición Final y en virtud a lo señalado en el numeral 1.2 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG), *el Juez Superior* (entendiéndose por tal, para efectos del PAS, esta Sala) tiene la potestad de integrar la resolución apelada en la parte decisoria, si la fundamentación aparece en la parte considerativa.
163. Por lo expuesto, esta Sala especializada considera que corresponde integrar la Resolución Directoral I, señalando que, en el artículo 4° de su parte resolutive, se debió consignar que:

(...)

Artículo 4°. - Ordenar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de las medidas correctivas señaladas en las Tablas N° 105 a la 116 de la presente Resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa.

B) De la determinación de la vía procedimental aplicable

164. Entre las funciones conferidas a este Tribunal, en el numeral 2.2 del artículo 2° del Reglamento Interno del TFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 020-2019-OEFA/CD⁵⁶ (RITFA), se establece la de velar por el cumplimiento del principio de legalidad y debido procedimiento, así como por la correcta aplicación de los demás principios jurídicos que orientan el ejercicio de la potestad sancionadora de la Administración Pública.
165. Facultad que, en ese sentido, no se limita exclusivamente a la valoración de los argumentos o medios probatorios presentados por el administrado a efectos de deslindar las responsabilidades que le hubieran sido atribuidas; sino que se

⁵⁵ Decreto Legislativo N° 768, Texto Único Ordenado del Código Procesal Civil, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 22 de abril de 1993.

Artículo 370°.- Competencia del Juez superior.-

El Juez superior no puede modificar la resolución impugnada en perjuicio del apelante, salvo que la otra parte también haya apelado o se haya adherido. Sin embargo, puede integrar la resolución apelada en la parte decisoria, si la fundamentación aparece en la parte considerativa. Cuando la apelación es de un auto, la competencia del superior sólo alcanza a éste y a su tramitación.

⁵⁶ Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 020-2019-OEFA/CD, publicada en el diario oficial *El Peruano* el 12 de junio de 2019

Artículo 2°.- El Tribunal de Fiscalización Ambiental (...)

2.2 El Tribunal de Fiscalización Ambiental vela por el cumplimiento del principio de legalidad y el respeto del derecho de defensa y el debido procedimiento, así como por la correcta aplicación de los demás principios jurídicos que orientan el ejercicio de la potestad sancionadora de la Administración Pública.

(...)

traslada, además, a la verificación de que la tramitación del mismo se haya desarrollado bajo las reglas establecidas normativamente asegurando el respeto de las garantías consustanciales de todo procedimiento.

166. Aquí, conviene recordar que el legislador —en el inciso 1.1 del numeral 1 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG— estableció que las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución Política del Perú, la ley y al derecho, dentro de las facultades que les sean atribuidas y de acuerdo con los fines para los cuales les fueron conferidas.

167. En esa línea, en el inciso 3 del artículo 139° de la Constitución Política del Perú, se reconoce como uno de los principios y derechos fundamentales, la observancia del debido proceso; disposición que, como ha señalado el Tribunal Constitucional⁵⁷, es aplicable a todo proceso, debiéndose cumplir al interior de un procedimiento administrativo. En concreto el órgano constitucional ha señalado que:

21. El debido procedimiento en sede administrativa supone una garantía genérica que resguarda los derechos del administrado durante la actuación del poder de sanción de la administración. **Implica, por ello, el sometimiento de la actuación administrativa a reglas previamente establecidas, las cuales no pueden significar restricciones a las posibilidades de defensa del administrado** y menos aún condicionamientos para que tales prerrogativas puedan ser ejercitadas en la práctica⁵⁸.

(Énfasis agregado)

168. Reconocimiento que supone, en ese sentido, que toda decisión adoptada por parte de la autoridad administrativa ha de sustentarse —necesariamente— en la correcta aplicación e interpretación del conjunto de normas que integran el orden jurídico vigente; premisa que, trasladada a la esfera administrativa sancionadora, implicará que la imposición de sanciones debe tramitarse en el procedimiento respectivo respetando las garantías⁵⁹ que le asisten a los administrados en virtud del debido procedimiento, conforme a lo prescrito en el

⁵⁷ Sentencia recaída en el Expediente N° 06389-2015-PA/TC (fundamento 4).


⁵⁸ Sentencia recaída en el Expediente N° 3741-2004-AA/TC (fundamento 21).

⁵⁹ De acuerdo a lo señalado en el inciso 1.2 del numeral 1 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, entre estas garantías se encuentran las siguientes:

Artículo IV. Principios del procedimiento administrativo


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

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



numeral 2 del artículo 248° del TUO de la LPAG.

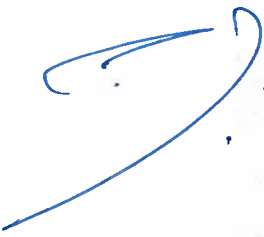
169. De lo expuesto se colige, entonces, que el debido procedimiento se configura como un presupuesto garantista de los derechos de los administrados al rechazar el dictado de sanciones de plano; permitiendo que el procedimiento administrativo sancionador en sí mismo responda a una serie de principios característicos del Estado de Derecho.




170. Llegados a este punto, y en la medida en que los hechos que originaron el presente PAS fueron identificados durante la vigencia de la Ley N° 30230, conviene efectuar también ciertas precisiones al respecto, en aras de contextualizar el desarrollo del presente acápite.

171. Durante la vigencia del artículo 19° del referido dispositivo legal, el OEFA tramitaría dos tipos de procedimientos a distinguirse según el régimen jurídico aplicable, como son el general u ordinario y el especial.


171.1 El procedimiento general u ordinario, consistente en el procedimiento regular cuya conclusión se da con la determinación de la responsabilidad administrativa y la subsecuente imposición de una multa, sin perjuicio del dictado de la medida correctiva, en caso esta resulte pertinente.



171.2 Procedimiento que, solo podía ser tramitado cuando los hechos infractores se caracterizasen por ser: (i) infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas; (ii) actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas; o, (iii) en supuestos de reincidencia.



171.3 El procedimiento especial, para aquellos procedimientos excepcionales, donde luego de determinada la responsabilidad del administrado, solo cabe —de ser el caso— la imposición de una medida correctiva en razón de ella; siendo que, la conclusión de este, tendrá lugar únicamente cuando se verifique el cumplimiento de la medida administrativa que se hubiere dictado, aplicándose en este momento, la multa correspondiente.



172. Cabe destacar que, a través de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, se establecieron las disposiciones reglamentarias a efectos de brindar mayores garantías a los administrados sin que ello implicara la perturbación de la consecución de una protección ambiental eficaz y oportuna. Texto reglamentario que, entre otras directrices⁶⁰, dispuso que:

⁶⁰ Cabe señalar que, dicho texto reglamentario considera como casos pasibles de aplicación de las disposiciones contenidas en el artículo 19° de la Ley N° 30230, las siguientes:

- 1) Aquellos procedimientos sancionadores por iniciarse, y donde, la comisión de la conducta se realizó dentro del plazo establecido en la Ley N° 30230 y respecto del cual está pendiente el inicio de un procedimiento sancionador.

(...)

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.
- 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. (...).
- 2.4 **Si en un expediente administrativo se tramitan imputaciones referidas a infracciones contenidas tanto en el Numeral 2.1 como en el Numeral 2.2 precedentes, la Autoridad Decisora procederá a desacumular las imputaciones en expedientes distintos.**

(Énfasis y subrayado agregado)

173. Precisiones que, en todo caso, devienen oportunas resaltar pues, la tramitación adecuada de los procedimientos administrativos sancionadores —y con mayor énfasis de los tramitados por el OEFA durante el periodo antes mencionado— parte de la determinación y diferenciación *strictu sensu* de la vía procedimental aplicable al caso concreto; en tanto, estas repercuten directamente en la exigencia legal establecida en el inciso 3 del numeral 254.1 del artículo 254° del TUO de la LPAG.

174. En efecto, dicho precepto normativo establece la siguiente exigencia por parte de la Administración:

Artículo 254.- Caracteres del procedimiento sancionador

254.1 Para el ejercicio de la potestad sancionadora se requiere obligatoriamente haber seguido el procedimiento legal o reglamentariamente establecido caracterizado por: (...)

3. Notificar a los administrados los hechos que se le imputen a título de cargo, la calificación de las infracciones que tales hechos pueden

2) Aquellos procedimientos en trámite en sentido estricto, donde la comisión de la conducta infractora se realizó dentro del plazo establecido en la Ley N° 30230 y respecto del cual se encuentra en trámite el procedimiento sancionador.

constituir y la expresión de las sanciones que, en su caso, se le pudiera imponer, así como la autoridad competente para imponer la sanción y la norma que atribuya tal competencia. (...)

175. Disposición que, de igual manera, debe ser analizada con lo prescrito en el numeral 5.2 del artículo 5° del RPAS:

Artículo 5°.- Inicio del procedimiento administrativo sancionador

- 5.1 El procedimiento administrativo sancionador se inicia con la notificación de la imputación de cargos al administrado (...).
- 5.2 La imputación de cargos debe contener:
- (i) Una descripción de los actos u omisiones que pudieran constituir infracción administrativa.
 - (ii) La calificación de las infracciones que tales actos u omisiones pudieran constituir.
 - (iii) Las normas que tipifican los actos u omisiones como infracción administrativa.
 - (iv) Las sanciones que, en su caso, correspondería imponer.
 - (v) El plazo dentro del cual el administrado puede presentar sus descargos por escrito.
 - (vi) La autoridad competente para imponer la sanción, identificando la norma que le otorgue dicha competencia. (...)

176. Finalmente, se tiene que el procedimiento administrativo sancionador concluye con la emisión de la resolución final; siendo que, en el artículo 10⁶¹ del referido texto reglamentario se precisa que, a través de aquella, la Autoridad Decisora determinará la existencia o no de responsabilidad administrativa y, de ser el caso, impondrá las sanciones y/o medidas correctivas pertinentes. Consignado, el contenido mínimo de la misma:

Artículo 10°.- De la resolución final

- 10.1 La Autoridad Decisora emite la resolución final determinando la existencia o no de responsabilidad administrativa respecto de cada infracción imputada, y de ser el caso, impone las sanciones y/o dicta las medidas correctivas que correspondan.
- 10.2 La resolución final, según corresponda, debe contener:
- (i) Fundamentos de hecho y de derecho sobre la determinación de responsabilidad administrativa respecto de cada infracción imputada.
 - (ii) Graduación de la sanción de cada infracción imputada constitutivo de responsabilidad administrativa.
 - (iii) Medidas correctivas, de ser el caso. (...)

(Énfasis agregado)

177. Lo señalado, precisamente, tiene como propósito que el acto administrativo emitido se origine como consecuencia del cumplimiento del procedimiento previsto para su generación conforme lo dispuesto en el literal 5⁶² del artículo

⁶²

TUO de la LPAG

Artículo 3.- Requisitos de validez de los actos administrativos

Son requisitos de validez de los actos administrativos: (...)

3° del TUO de la LPAG; ello, en aras de que el administrado tenga conocimiento certero de los hechos que se le imputan, lo cual —de otro lado— solo será posible en la medida en la que la autoridad administrativa brinde información veraz, completa y confiable a efectos de que este pueda ejercer su derecho de defensa⁶³.

B.1 Del caso particular

178. El análisis del caso particular, requiere una valoración previa de la Resolución Subdirectoral I, en su calidad de acto de inicio del PAS, pues en esta es donde se efectúa el primer acercamiento al administrado de los hechos infractores pasibles de responsabilidad administrativa.

179. Así, de la lectura de la mencionada Resolución Subdirectoral, fue posible advertir lo siguiente:

VII. DETERMINACIÓN DE LA VÍA PROCEDIMENTAL

(...)

94. En el presente caso, los hechos detectados por la Dirección de Supervisión, que son materia de análisis en la presente resolución se ubican en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, toda vez que existen elementos de juicio suficientes para acreditar el daño real a la salud de las personas ocasionado por los derrames de petróleo crudo ocurridos el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II ONP y el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del ONP, los mismos que se encuentran directamente vinculados con las imputaciones señaladas en la presente resolución. **Por tanto, el presente PAS se efectúa en el marco del procedimiento ordinario [conforme a lo] previsto en la Ley N° 30230.**

180. Hechos que devienen oportunos acotar, pues contrariamente a dicha determinación, la DFAI —mediante Resolución Directoral I— consideró determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú aplicando las dos vías procedimentales permitidas por la Ley N° 30230, conforme se muestra a continuación:

1. **Procedimiento regular.** - Antes de su emisión, el acto debe ser conformado mediante el cumplimiento del procedimiento administrativo previsto para su generación.

⁶³

TUO de la LPAG

Artículo IV. Principios del procedimiento administrativo

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

1.15. Principio de predictibilidad o de confianza legítima.- La autoridad administrativa brinda a los administrados o sus representantes información veraz, completa y confiable sobre cada procedimiento a su cargo, de modo tal que, en todo momento, el administrado pueda tener una comprensión cierta sobre los requisitos, trámites, duración estimada y resultados posibles que se podrían obtener.

Las actuaciones de la autoridad administrativa son congruentes con las expectativas legítimas de los administrados razonablemente generadas por la práctica y los antecedentes administrativos, salvo que por las razones que se expliciten, por escrito, decida apartarse de ellos.

La autoridad administrativa se somete al ordenamiento jurídico vigente y no puede actuar arbitrariamente. En tal sentido, la autoridad administrativa no puede variar irrazonable e inmotivadamente la interpretación de las normas aplicables.

II. CUESTIONES PROCESALES

a. Aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230 y el principio de celeridad al presente PAS

(...)

34. En el presente caso, se observa que las imputaciones materia de análisis en el presente PAS están referidas a infracciones a tramitarse tanto en procedimientos administrativos ordinarios como excepcionales, conforme se detalla a continuación:

Tabla N° 3: Infracciones tramitadas en el presente PAS

N°	Imputaciones	Aplicación del Artículo 19° de la Ley N° 30230	Tipo de PAS
1	N° 4 y 8 de la Tabla N° 9 de la RSD de variación N° 4 y 8 de la Tabla N° 10 de la RSD de variación	Imputaciones que se enmarcan en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, debido a que se trata de infracciones que habrían generado daño real a la salud de las personas	Son aplicables las reglas sobre el procedimiento ordinario
2	N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de la Tabla N° 9 de la RSD de variación N° 1, 2, 3, 5, 6 y 7 de la Tabla N° 10 de la RSD de variación	Imputaciones distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230	Son aplicables las reglas sobre el procedimiento excepcional

Elaboración: DFAI.

35. Al respecto, si bien se observa que en el presente PAS coexisten imputaciones a tramitarse tanto en un procedimiento administrativo ordinario como en uno excepcional, la disposición que exige su desacumulación podría comportar el riesgo de que se emitan resoluciones finales contradictorias (...)

(...)





38. Conforme a lo previamente expuesto, esta Dirección en su calidad de Autoridad Decisora resuelve continuar la tramitación del presente PAS analizando la totalidad de las imputaciones contempladas en las tablas N° 9 y N° 10 de la RSD de variación.

181. Incongruencia que, por otro lado, si bien a juicio de esta Sala podría ser consecuencia de la variación de la imputación de cargos efectuada mediante Resolución Subdirectoral II, no fue señalada así por la Autoridad Instructora en dicho acto administrativo ni en ningún otro emitido antes del pronunciamiento de la Autoridad Decisora mediante Resolución Directoral I; que denotara, en todo caso, la fundamentación de la coexistencia de ambas vías procedimentales (vale decir, ordinaria y excepcional) que habilitara una futura determinación de responsabilidad administrativa de Petroperú por los supuestos infractores distintos a los recogidos en el literal a) del tercer párrafo *in fine* del artículo 19° de la Ley N° 30230, correspondientes al procedimiento ordinario.

182. Omisión efectuada por la SFEM que, para este Tribunal, acarrea la existencia de un vicio trascendental, pues es la propia norma la que establece la necesidad de poner en conocimiento del administrado —desde el inicio del PAS— no solo los cargos que se le imputan, sino también la normativa aplicable al respecto; lo cual permitirá a la Administración resolver el caso específico sobre la base de una motivación congruente, expuesta al administrado a lo



largo de todo el procedimiento administrativo sancionador.

- 
- 
- 
- 
183. Circunstancia que, en ese sentido, no permite la conservación del acto, en la medida en la que, la determinación de la vía procedimental, está directamente relacionada con la viabilidad de declarar la responsabilidad administrativa por hechos que se enmarcan dentro de un procedimiento excepcional que no fue señalado por la Autoridad Instructora en la imputación de cargos ni mucho menos ampliada como consecuencia de la emisión de la Resolución Subdirectorial II que —precisamente— incluyó las mencionadas infracciones como parte del presente PAS y por las cuales también se determinó la responsabilidad de Petroperú.
184. Llegados a este punto, esta Sala considera necesario hacer hincapié en que la relevancia de la correcta determinación de la vía procedimental aplicable a cada caso particular, no se ciñe a una somera distinción entre la afinidad de los distintos hechos infractores —así como los tipos infractores en los que estos se puedan subsumir— que emerjan de la incoación de un único procedimiento; sino que son precisamente las peculiaridades de los distintos regímenes jurídicos que se apliquen en uno y otro caso (tales como la posibilidad de sancionar pecuniariamente la comisión de una conducta infractora; la habilitación únicamente para determinar la responsabilidad administrativa; e, incluso la viabilidad de aplicar la figura del concurso de infracciones) las que generan la necesidad de su delimitación.
185. Máxime si ello fue lo que originó en el OEFA —en el marco de su facultad reglamentaria— el establecimiento de la desacumulación y tramitación con carácter independiente, ante la posible confluencia de infracciones con distinto régimen jurídico (distinguiendo aquí, claro está, el procedimiento ordinario o excepcional que se pueda aplicar); ello, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.4 del artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.
186. De ahí que, al advertirse incongruencias sustanciales en la emisión de la resolución venida en grado al comprobarse que la Autoridad Decisoria determinó la responsabilidad administrativa de Petroperú por infracciones no contempladas dentro de la única vía procedimental ordinaria aplicable en el presente PAS (ello, recordemos, al haberse señalado en la Resolución Subdirectorial I que esta sería la única vía aplicable), este Colegiado es de la opinión que la Resolución Directoral I fue emitida vulnerando los principios de legalidad y debido procedimiento, regulados en el inciso 1.1 del numeral 1 del artículo IV del Título Preliminar y el numeral 2 del artículo 248° del TUO de la LPAG, respectivamente.
187. Por consiguiente, teniendo en cuenta que dicho extremo se encuentra inmerso en las causales de nulidad previstas en los numerales 1 y 2 del artículo 10° de la citada norma legal⁶⁴, al haberse verificado la determinación de

⁶⁴ TUO de la LPAG

responsabilidad administrativa por conductas infractoras que se enmarcan dentro del procedimiento excepcional aplicado en el marco del artículo 19° de la Ley N° 30230 (al referirse a infracciones relacionadas a la existencia de daño potencial y real a la flora y fauna, así como al daño potencial a la salud humana); corresponde declarar su nulidad respecto de dichos extremos — conforme se señala en el Anexo 5 de la presente resolución—, debiéndose retrotraer el presente PAS hasta el momento en que el vicio se produjo.

188. Finalmente, carece de objeto emitir pronunciamiento sobre los argumentos alegados por Petroperú en su recurso de apelación, respecto de los extremos declarados nulos conforme al fundamento expuesto en los considerandos *supra*.

C) Con relación a la presunta vulneración de la garantía constitucional de la prohibición de reforma en peor

189. En su recurso de apelación Petroperú señaló que, con la emisión de la Resolución Directoral I, la DFAI habría transgredido y desconocido la garantía constitucional de la prohibición de la reforma en peor, pues emitió una nueva resolución sancionatoria declarando la existencia de responsabilidad por los eventos acaecidos en el km 440+781 y el km 206+035, imponiendo una multa de 20,780.53 UIT; sin considerar que, con anterioridad, ya se le había sancionado por los mismos hechos con una multa ascendente a 12,283.90 UIT.

190. Por consiguiente, solicitó que la resolución materia de impugnación sea revocada, a efectos de que las autoridades intervinientes emitan los actos correspondientes en el marco de los derechos fundamentales que le asisten.

191. Con ello en cuenta, este órgano Colegiado considera necesario resaltar la premisa a partir de la cual, todo administrado —en su relación con la Administración— goza de derechos inherentes al debido procedimiento, del cual emana el derecho de defensa y el de la doble instancia; surgiendo de estos, la garantía constitucional de la interdicción de la *reformatio in peius* o prohibición de reforma en peor, en tanto, a partir de aquella se prohíbe que — al acudir a una instancia superior— el administrado pueda resultar perjudicado en su calidad de promotor de dicha acción recursiva.

192. Garantía, por otro lado, reconocida por el Tribunal Constitucional en reiterados pronunciamientos⁶⁵ y, donde, se establece que sus efectos también serán


Artículo 10.- Causales de nulidad

Son vicios del acto administrativo, que causan su nulidad de pleno derecho, los siguientes:

1. La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias.
2. El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto a que se refiere el Artículo 14. (...)


⁶⁵ Fundamentos jurídicos 25 y 26 de la STC recaída en el Expediente N° 1803-2004-AA/TC:

25. La prohibición de la reforma peyorativa o *reformatio in peius*, como la suele denominar la doctrina, es una garantía implícita en nuestro texto constitucional que forma parte del debido proceso judicial (cf. Exp. 1918-2002-HC/TC) y está orientada precisamente a salvaguardar el ejercicio del derecho de recurrir la decisión en una segunda instancia sin que dicho ejercicio implique correr un riesgo mayor




proyectados a la esfera administrativa, en donde la autoridad estatal ejercite su *ius puniendi* y para el cual se hubiera establecido un sistema de recurso de impugnación.

193. Partiendo de ello, y aplicando estos criterios al caso materia de análisis, esta Sala verificará si la sanción impuesta al recurrente como consecuencia de la emisión de la resolución directoral venida en grado, configura la transgresión de la garantía constitucional en cuestión.




194. Ahora bien, la continuación del análisis del cuestionamiento realizado por Petroperú requiere —de este órgano— el concretar el escenario dentro del cual se inició del presente PAS; para lo cual, es posible extraer los siguientes datos más relevantes:


194.1 En los distritos de Imaza y Morona, acaecieron dos emergencias ambientales: (i) el primer derrame de petróleo crudo, que tuvo lugar el 25 de enero de 2016 en el km 440+781 del Tramo II del ONP; y, (ii) el segundo derrame, ocurrido el 2 de febrero de 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP.



194.2 Tras la realización de las acciones de supervisión, el 4 de marzo de 2016 el OEFA inició un PAS a través del Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS; el cual fue resuelto por la DFAI mediante Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI del 22 de diciembre de 2017.



194.3 A raíz del recurso de apelación interpuesto por Petroperú, el TFA declaró la nulidad de la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI, mediante Resolución N° 103-2018-OEFA/TFA-SMEPIM del 2 de mayo de 2018, ordenando se retrotraiga el procedimiento administrativo sancionador al momento en el vicio se produjo a efectos de proceder con su subsanación.




194.4 Con ocasión de dicha declaración, mediante Resolución Directoral N° 1302-2018-OEFA/DFAI del 8 de junio de 2018, la Autoridad Decisora declaró la caducidad administrativa del PAS tramitado en el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS, al haber transcurrido el plazo máximo para la emisión de la resolución final correspondiente, contemplado en la Décima Disposición Complementaria Transitoria⁶⁶

de que se aumente la sanción impuesta en la primera instancia.


26. En este sentido, este Tribunal declara que la garantía constitucional de la prohibición de reforma peyorativa o *reformatio in peius* debe entenderse como una garantía que proyecta sus efectos también en el procedimiento administrativo sancionador y, en general, en todo procedimiento donde el Estado ejercite su poder de sanción y haya establecido un sistema de recursos para su impugnación.

⁶⁶ **Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2017-JUS**
Décima. - Para la aplicación de la caducidad prevista en el artículo 257 del presente Texto Único Ordenado

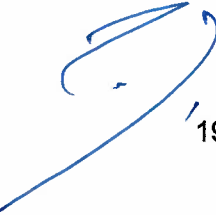


del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (entonces vigente); y, consecuentemente, declaró el archivo del mismo.

195. Declaración de nulidad que, en ese sentido, obligaba a la Autoridad Decisora a emitir y notificar un nuevo acto pronunciándose respecto de la responsabilidad por aquellos hechos que dieron origen al mencionado PAS, así como respecto de la posible sanción —de ser el caso— aplicable al administrado; situación que, sin embargo, no se concretó en tanto el plazo establecido⁶⁷ para resolver el mismo, había caducado administrativamente.




196. Estando a ello, se debe tener presente que los efectos del pronunciamiento realizado por la DFAI a través de la Resolución Directoral N° 1302-2018-OEFA/DFA —vale decir la declaración de caducidad administrativa— solo inciden en las actuaciones que se hubieran realizado como consecuencia de la tramitación del PAS seguido en el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS (o, en otros términos, aquellas que hubieran tenido lugar desde la imputación de cargos y la emisión de la resolución final); lo cual, a juicio de esta Sala, no genera implicancias respecto de aquellas pruebas actuadas durante las acciones de supervisión, al continuar siendo eficaces fuera del referido expediente.

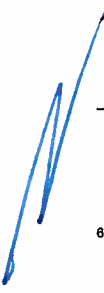


197. Postura que, en ese sentido, guarda plena consonancia con lo señalado en los numerales 4 y 5 del artículo 259° del TUO de la LPAG, en virtud de los cuales:

Artículo 259.- Caducidad administrativa del procedimiento sancionador (...)

- 
4. En el supuesto que la infracción no hubiera prescrito, **el órgano competente evaluará el inicio de un nuevo procedimiento sancionador.** El procedimiento caducado administrativamente no interrumpe la prescripción.
 5. **La declaración de la caducidad administrativa no deja sin efecto las actuaciones de fiscalización, así como los medios probatorios que no puedan o no resulte necesario ser actuados nuevamente.** Asimismo, las medidas preventivas, correctivas y cautelares dictadas se mantienen vigentes durante el plazo de tres (3) meses adicionales en tanto se disponga el inicio del nuevo procedimiento sancionador, luego de lo cual caducan, pudiéndose disponer nuevas medidas de la misma naturaleza en caso se inicie el procedimiento sancionador.

(Énfasis agregado)



198. Aquí, resulta oportuno ahondar en el desarrollo doctrinal que respecto de los efectos de esta institución jurídica se ha venido realizando en el derecho

de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, se establece un plazo de un (1) año, contado desde la vigencia del Decreto Legislativo N° 1272, para aquellos procedimientos sancionadores que a la fecha se encuentran en trámite.




⁶⁷

Recordemos que el PAS seguido en el Expediente N° 126-2016-OEFA/DFSAI/PAS se inició el 8 de marzo del 2016, por lo que el plazo con el cual contaba la primera instancia para emitir pronunciamiento —según la Décima Disposición Complementaria Transitoria del TUO de la LPAG— concluía el 22 de diciembre de 2017.



comparado; siendo que, en palabras de De Diego Díez⁶⁸, se ha de entender que:

(...) la caducidad del procedimiento tan sólo produce efectos *ad intra*, esto es en relación con el propio expediente de que se trate. La cuestión de fondo no resulta afectada, de manera que la Administración mantiene intactas sus facultades para iniciar un nuevo procedimiento sobre el mismo objeto, siempre que no haya prescrito el derecho o acción necesaria para ello. Puede decirse que la caducidad o perención es un instituto meramente formal o adjetivo, que no incide sobre el *ius puniendi*, sino sobre el procedimiento. (...)


- 
- 
- 
199. Llegados a este punto, queda claro que estamos ante la apertura de un nuevo expediente que, pese a cimentarse sobre el mismo ámbito material (en tanto ciertamente tienen el mismo objeto y sujeto), responden a actuaciones diferenciadas; siendo que las tramitadas primigeniamente, fueron archivadas.
200. De ahí que, en tanto la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI es un pronunciamiento que se erige como una actuación que deviene directamente de la tramitación de un procedimiento ya archivado, la sanción impuesta mediante la resolución venida en grado es consecuencia de una nueva incoación sobre la facultad normativa establecida en el artículo 259° del TUO de la LPAG
201. Hecho que, en definitiva, permite concluir a esta Sala que, al sancionar con una multa ascendente a 20,780.53 UIT, la DFAI actuó en pleno uso de sus facultades legalmente atribuidas basándose en la constatación de incumplimientos de obligaciones ambientales por parte del administrado; en ese sentido, corresponde desestimar los argumentos planteados por el recurrente, al no haberse vulnerado la garantía constitucional de la prohibición de la reforma en peor.
202. Sin perjuicio de ello, Petroperú deberá tener en cuenta que, durante la presente etapa recursiva este Tribunal —en su calidad de órgano revisor en segunda instancia— evaluará sus cuestionamientos planteados, en plena observancia no solo de los principios que rigen la potestad sancionadora de la Administración, sino sobre la base de los que así le amparan, constitucionalmente.




D) De la presunta vulneración del principio de imparcialidad

203. Sobre el particular, Petroperú alegó la existencia de parcialidad por parte de las autoridades intervinientes en la tramitación del presente PAS, en tanto durante la audiencia de informe oral realizada el 8 de julio de 2019, la DFAI efectuó una *persecución* que se manifestó en la presencia física, así como en los cuestionamientos realizados por la Autoridad Instructora; logrando que sus argumentos no hubieran sido valorados con un criterio de objetividad.

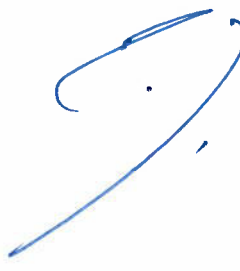
⁶⁸ DE DIEGO DÍEZ, L. Alfredo. *Tratamiento y efectos de la caducidad en el procedimiento sancionador*. Editorial: Fe d'erratas, pp.120 y 121, Madrid, 2014.

- 
204. Partiendo de los argumentos expuestos por el administrado, cabe señalar — como ha sido objeto de precisión— que, al impartir *justicia administrativa*, los órganos encargados se encuentran obligados a respetar el debido procedimiento, que no es otro que aquel mandato constitucional de observar el debido proceso al imputar la comisión de una infracción.
205. Así, el Tribunal Constitucional ha señalado en la Sentencia recaída en el Expediente N° 1873-2009-PA/TC⁶⁹, lo siguiente:

(...)




El ejercicio de la potestad sancionatoria administrativa requiere de un procedimiento legal establecido, pero también de garantías suficientes para los administrados, sobre todo cuando es la propia administración la que va a actuar como órgano instructor y decisor, lo que constituye un riesgo para su imparcialidad; y si bien no se le puede exigir a los órganos administrativos la misma imparcialidad e independencia que se le exige al Poder Judicial, su actuación y decisiones deben encontrarse debidamente justificadas, sin olvidar que los actos administrativos son fiscalizables *a posteriori*.

- 
206. De ahí que, el debido procedimiento no solo se limita a procurar la observancia de los derechos de los administrados en el marco de su relación con el Estado, sino a que su derecho de defensa pueda ser ejercido plenamente bajo un criterio de imparcialidad por parte de la autoridad encargada de impartir esa justicia administrativa; razón que justifica —en esa medida— la necesidad de establecer la debida separación entre la fase instructora y la sancionadora, encomendándoles a autoridades distintas, procurando garantizar que las decisiones emanadas de esta se produzcan dentro de una estructura funcional que permita a cada uno de sus órganos de línea ejercer de manera imparcial sus competencias⁷⁰.



⁶⁹ Fundamento jurídico 10 de la STC recaída en el Expediente N° 1873-2009-PA/TC.


⁷⁰ Al respecto, el Tribunal Constitucional ha señalado lo siguiente en el Expediente número 04173-2010-PA/TC:




8. Y es que en supuestos como el de autos se impone a la Administración el deber de ejercer su potestad sancionadora dentro de ciertos márgenes, es decir, que de producir actos de gravamen contra los administrados debe hacerlo de manera legítima y justa, por cuanto queda claro que la Administración no goza de plena discrecionalidad para ejercer su potestad sancionadora, sino que las sanciones deben guardar relación con el hecho y las circunstancias que motivan su imposición.

9. En efecto, el ejercicio de la potestad sancionatoria administrativa requiere de un procedimiento legal establecido, pero también de garantías suficientes para los administrados, sobre todo cuando es la propia Administración la que va a actuar como órgano instructor y decisor, lo que constituye un riesgo para su imparcialidad; y que si bien no se le puede exigir a los órganos administrativos la misma imparcialidad e independencia que se reclama del Poder Judicial, su actuación y sus decisiones deben encontrarse debidamente justificadas, sin olvidar que los actos administrativos son fiscalizables *a posteriori*.


10. De otro lado, sin ánimo de proponer una definición, conviene precisar que el objeto del procedimiento administrativo sancionador es investigar y, de ser el caso, sancionar supuestas infracciones cometidas como consecuencia de una conducta ilegal por parte de los administrados. Si bien la potestad de dictar sanciones administrativas al igual que la potestad de imponer sanciones penales derivan del ius puniendi del Estado, no pueden equipararse ambas, dado que no sólo las sanciones penales son distintas a las administrativas, sino que los fines en cada caso son distintos (reeducación y reinserción social en el caso de las sanciones penales y represiva en el caso de las administrativas). A ello hay que agregar que en el caso del derecho administrativo sancionador, la intervención jurisdiccional es posterior, a través del proceso contencioso administrativo o del proceso de amparo, según corresponda.



207. Siendo que, en todo caso, las autoridades intervinientes en el procedimiento deberán actuar sin ninguna clase de discriminación entre los administrados, otorgándoles tratamiento y tutela igualitarios frente al procedimiento, resolviendo conforme al ordenamiento jurídico y con atención al interés legal, conforme lo prescrito el inciso 1.5 del numeral 1 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG.



208. Complementando ello, a través del Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, se aprobó el Reglamento de Organización y Funciones del OEFA⁷¹ (ROF del OEFA), y donde se determinó que la DFAI contaría —entre otras— con la Subdirección de Fiscalización en Energía y Minas, cuya función es dirigir la instrucción y tramitación de los procedimientos administrativos sancionadores, **a fin de determinar la comisión de posibles infracciones administrativas, recomendando la imposición de sanciones y/o medidas administrativas, así como la aplicación de incentivos o el archivo del expediente**⁷².




209. Equilibrio que, incluso, fue buscado por el propio OEFA —en el marco de su facultad reglamentaria— al delimitar, en el RPAS, el nivel de intervención de cada una de las autoridades que participan de la tramitación de los procedimientos administrativos sancionadores; diferenciándose así, entre:

4°.- De las autoridades involucradas en el procedimiento administrativo sancionador


Las autoridades involucradas en el procedimiento administrativo sancionador son las siguientes:

(...)



4.2 **Autoridad Instructora:** Es la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, facultada para desarrollar las acciones de instrucción y actuación de pruebas, imputar cargos y emitir el Informe Final de Instrucción.

4.3 **Autoridad Decisora:** Es la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, la cual constituye la primera instancia y es competente para determinar la existencia de responsabilidad administrativa, imponer sanciones, dictar medidas cautelares y correctivas, así como para resolver el recurso de reconsideración interpuesto contra sus resoluciones.




210. Llegados a este punto, y de la revisión del informe oral, donde Petroperú alegó la existencia de una presunta persecución por parte de la DFAI al permitir la presencia e intervención de la Autoridad Instructora en la audiencia de informe oral (realizando preguntas a su representada), esta Sala considera necesario efectuar ciertas precisiones:

210.1 De la revisión de dicho informe, se aprecia que el administrado desde el inicio de su realización hasta el final de la misma, pudo exponer de


⁷¹ El referido texto normativo puede ser revisado en el siguiente link: https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=26389.

⁷² ROF del OEFA, p.26, contenido en el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM.




forma explayada sus argumentos, sin que —en ningún momento— se evidenciara intervencionismo alguno por parte de las autoridades que participaron del mismo.

210.2 De hecho, al culminar la participación de Petroperú, las consultas que se realizaron estuvieron relacionadas exclusivamente con la información vertida por el administrado en el propio informe.





211. En esa línea, se advierte que, si bien la Autoridad Instructora participó en dicho informe oral, ello en nada interfiere en la decisión y pronunciamiento final respecto del caso, que sobre la base de las prerrogativas delimitadas en el RPAS le fueron asignadas íntegramente a la DFAI; máxime si la intervención de aquella, se ciñó a las consultas realizadas por aquella en su calidad de órgano instructor y conocedor de los hechos que originaron el presente PAS.



212. De acuerdo con lo señalado, esta Sala concluye que no se aprecia incumplimiento alguno del esquema funcional de la entidad, siendo que la Resolución Directoral I fue emitida respetando las instancias correspondientes en las etapas acusadora, instructora y decisora, lo cual implica el cumplimiento de la obligación de la entidad de garantizar la emisión de una decisión dentro de una estructura que permita el ejercicio imparcial de las funciones de cada órgano de línea; siendo que esta, fue emitida por la DFAI en ejercicio de sus funciones, sin que exista medio probatorio alguno del cual se desprenda que existió algún elemento que afectara la imparcialidad de la Autoridad Decisora.

213. Por consiguiente, al no haberse advertido vulneración alguna durante la tramitación del presente expediente del principio de imparcialidad, corresponde desestimar lo alegado por el recurrente en este extremo de su recurso de apelación.

VI) DELIMITACIÓN DEL PRONUNCIAMIENTO



214. Con carácter previo a la delimitación de las cuestiones controvertidas y dado que se declaró la nulidad de la Resolución Directoral I, en los extremos señalados en el Anexo 5 de la presente resolución, esta Sala tiene por conveniente acotar que el análisis de los alegatos planteados por Petroperú versará únicamente en torno a las conductas infractoras subsistentes de conformidad con lo señalado en el Anexo 6 de la presente resolución; las cuales, por otro lado, han sido reordenadas considerando primero las infracciones referidas al deber de prevención, para con posterioridad, identificar las relacionada al deber de controlar y minimizar los impactos, estableciéndose el siguiente esquema :

Cuadro N° 6: Esquema de las conductas infractoras materia de revisión

N°	Derrame	Conductas Infractoras
1	Imaza	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: i) Inspecciones geométricas, ii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía, iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y; iv) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.
2	Morona	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, ii) Inspecciones geométricas, iii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía, y, iv) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica.
3	Imaza	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.
4	Morona	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

Elaboración: TFA

VII) CONSIDERACIONES PRELIMINARES

215. Dado que las conductas infractoras materia del presente PAS fueron detectadas como consecuencia de las emergencias ambientales acaecidas en los distritos de Imaza y Morona, en el presente acápite, se desarrollará un análisis pormenorizado de los hechos puestos en conocimiento por el administrado, así como los detectados por la SFEM en las respectivas Supervisiones Especiales.
216. Ello, a efectos de contextualizar no solo el escenario de su producción sino también de las acciones preventivas y correctivas realizadas por el administrado que, en todo caso, tuvieron como resultado la determinación de la existencia de responsabilidad administrativa de aquel por parte de la primera instancia.
217. Así también, resulta relevante acotar que, dada la existencia de información declarada confidencial mediante Resolución Sudirectoral N° 391-2019-OEFA/DFAI/SFEM del 15 de abril de 2019 —en tanto la misma se encuentra referida a la salud de las personas integrantes de las comunidades asentadas en el área de influencia de los derrames de petróleo ocurridos— su tratamiento por este Tribunal se ceñirá al estrictamente necesario y siguiendo los lineamientos efectuados por todas las autoridades del OEFA a lo largo del

presente PAS.

A) DE LAS EMERGENCIAS AMBIENTALES

A.1) Respecto del derrame de Imaza (km 440+781 del Tramo II del ONP)

218. Conforme se desprende de la información proporcionada por Petroperú a través del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales remitido al OEFA, el 25 de enero de 2016, a las 9:46 horas, se produjo un derrame de petróleo crudo en el km 440+781 del Tramo II del ONP, ubicado en el caserío Villa Hermosa en el distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas; siendo que, el 5 de febrero de 2016, Petroperú remitió al OEFA el Reporte Final de Emergencias Ambientales, donde se incluyó información detallada sobre el mencionado evento.

219. A continuación, un extracto de la mencionada documentación:

Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales - Imaza

2. DEL EVENTO			
Nombre de la instalación:	Oleoducto Nor Peruano		
Fecha: 25.01.2016	Hora de Inicio: 09:46 horas	Hora de Término: Por determinar	
Área afectada: Por determinar	Cantidad Derramada: Por determinar		
Lugar donde ocurrió: Km 440+785 del Tramo II	Coordenadas: WGS 84	ESTE: 798606 NORTE: 9426443	
Localidad: Cerca al Poblado Villa Hermosa, km 97 de la carretera Reposo Saramiriza	Zona: 17 S	Distrito: Imaza	
Provincia: Condorcanqui	Departamento: Amazonas		
DEL POSIBLE ORIGEN DE LA EMERGENCIA AMBIENTAL:			
Origen del evento (marca con una x):			
Por factores climáticos ¹	<input type="checkbox"/>	Por falla humana ²	<input type="checkbox"/>
Por factores tecnológicos ²	<input type="checkbox"/>	Por acto de terceros ³	<input type="checkbox"/>
Por otros factores	<input type="checkbox"/>	Precisar: Por determinar	
Descripción del evento:			
A las 09:46 am. del día 25.01.2016, Control de Bombeo en Piura, recibió una llamada de la familia Collantes, que indicaba que en el terreno de su propiedad (inverna), había verificado un afloramiento de petróleo crudo.			
Gerencia Oleoducto activó su Plan de Contingencia, movilizándose a la zona del evento desde las Estaciones cercanas (6 y 7), para implementar las acciones correspondientes y atender la emergencia reportada.			
Se iniciaron las acciones de confinamiento de crudo y paralelamente se efectuó el cierre de la válvula de línea del Km 435 (margen izquierda del río Chiriaco).			
<small>¹ Por ejemplo: inundación, incendio natural, sismo, huayco, alud, terremoto y/o tsunami ² Por mala manipulación de un operario</small>			

Fuente: ITA – Imaza

Reporte Final de Emergencias Ambientales - Imaza

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL EVENTO¹:

- A las 09:46 am. del día 25.01.2016, se recibió la llamada de un lugareño, avisando del afloramiento de petróleo crudo en la localidad de Villa Hermosa, en Imaza, Amazonas, altura km 440+781 del ONP.
- Gerencia Oleoducto activó de inmediato su Plan de Contingencia, movilizándolo a la zona del evento desde las Estaciones cercanas (6 y 7), personal profesional y técnico, equipos materiales, barreras de contención de derrames, procediéndose así mismo con el cierre de la válvula de la margen izquierda del río Chiriaco-Progresiva km. 435.
- Mediante el servicio de contratación de mano de obra no calificada con personal de la zona, se iniciaron las acciones de confinamiento y recuperación del petróleo crudo, retiro de la vegetación y terrenos impregnados con el hidrocarburo y su llenado utilizando el método de ensacado doble (una bolsa de polietileno más una bolsa de polipropileno) para su disposición temporal en la zona y posterior traslado para disposición final.

CAUSAS QUE ORIGINARON EL EVENTO:

- Acto de la naturaleza debido a las condiciones geodinámicas de la zona con movimiento de tierras de magnitud variable, sumado al incremento de las acciones antrópicas en las laderas (tala de árboles, ganadería y habilitación de terrenos para la agricultura rural -invernas), generaron en el derecho de vía y zona de reserva, las condiciones propicias para que se incrementara la saturación de agua y humedad en los suelos y se desarrolle el empuje de terreno que sobre-tensionó la tubería hasta su fisuramiento.
- Presupuestos de hecho que permiten concluir que el derrame del producto se ha producido por un acto de la naturaleza en la cual no ha tenido participación directa ni indirecta Petróleos del Perú S.A., por lo que dicho resultado se adecua al presupuesto de hecho establecido en el Artículo 146 de la Ley General del Ambiente-Ley N° 28611. Correspondiendo este resultado a un caso fortuito. En concordancia con lo indicado en el Acta Fiscal de fecha 27.01.2016, este hecho se encuentra ante un eximente de responsabilidad administrativa, civil y penal por tratarse de un caso fortuito.

Describir las condiciones climáticas durante y después de ocurrido el evento²:

Durante: Temperatura máxima: 20 °C, Temperatura mínima: 33.8°C,

Después: Temperatura máxima: 21°C, Temperatura mínima: 33°C, precipitaciones

¿Se puso en marcha el Plan de Contingencias? Sí (X) No () Explicar:

- Movilización de personal profesional, técnico y contratistas, así como equipos y materiales para la reparación, contención y limpieza.
- Los hechos fueron puestos en conocimiento de OSINERGMIN y OEFA, de acuerdo a la normatividad vigente, dentro de las 24 horas, habiéndose dispuesto de inmediato la movilización de personal y equipos especializados para atender esta emergencia, lo cual incluyó el apoyo y las coordinaciones con las autoridades de la zona.
- Activación del sistema de alivio de la Estación N° 6, para bajar la presión y el nivel de la columna de petróleo crudo de acuerdo al perfil hidráulico, con la finalidad de disminuir la fuga por la fisura.
- Cierre de la válvula del KM. 435.
- Constatación del lugar de la avería y contingencia ambiental.
- Confinamiento del petróleo de crudo con personal propio y contratado.
- Comunicación a PNP de Chiriaco y autoridades del lugar.
- Movilización de equipos de movimiento de tierras (tractor, retroexcavadoras, volquetes) al área de trabajo para descubrir la tubería, ubicar la avería, controlar la fuga de petróleo crudo mediante la instalación de una camisa con derivación de flujo.
- Monitoreo de suelos y aguas durante las actividades de limpieza, a través de la Empresa Pening SAC.

Fuente: ITA - Imaza

220. Debido a dicho acontecimiento, en el marco de sus funciones, la Autoridad Supervisora efectuó dos Supervisiones Especiales (cuyo detalle fue precisado en el acápite *Antecedentes* de la presente resolución), y de las cuales se obtuvieron los siguientes hallazgos:

Acta de Supervisión I - Imaza

Nº	HALLAZGOS
01	<p>Se verificó que el derrame de petróleo crudo se produjo por una "falla" en la tubería de 36" de diámetro, ubicado aproximadamente en el Km 440+781 del ONP, como consecuencia del derrame se habría afectado:</p> <ul style="list-style-type: none">• El cuerpo de agua de la denominada quebrada Inayo, en una longitud aproximada de 3.5 Km (lineales). Así como, las orillas de la referida quebrada en los 3.5 kilómetros.• Cultivos tales como cacao y plátano, colindantes al punto donde se produjo el derrame del petróleo crudo.• Suelo (superficial) en un área de aproximadamente 50 m2, a los alrededores del punto donde se produjo el derrame del petróleo crudo.

Nota: Los hallazgos formulados en la presente Acta son redactados de forma objetiva y se sustentan en registros fotográficos, filmicos y en las declaraciones de los representantes del titular que han participado en la supervisión, de ser el caso.

(...)

NOTAS INFORMATIVAS (OBSERVACIONES DEL ADMINISTRADO)

La Progresiva 440 +781 del Oleoducto Nor Peruano se encuentra dentro del DDV y tiene una zona adyacente al ducto de 150 metros que corresponden al área de reserva del ONP, algunos de los afectados tendrían la calidad de poseedores ubicados ilegítimamente dentro de la zona de reserva. De acuerdo a la responsabilidad objetiva establecida en la Ley 28611, PETROPERU evaluará la situación de todos a efectos de compensar la afectación patrimonial.

Como se aprecia de la forma de la tubería, como consecuencia de las fuertes lluvias de la zona se ha generado un proceso geodinámico que ha motivado el colapso de parte de una ladera de aproximadamente 30 metros de altura, la masa arcillosa de dicha ladera ha generado una gran fuerza sobre el ducto originando una deformación hacia arriba, generando un punto de inflexión que ha producido una fisura por el cual se ha producido el derrame fugitivo. Presupuestos de hecho que permiten concluir que el derrame del producto se ha producido por un acto de la naturaleza en la cual no ha tenido participación directa ni indirecta Petróleos del Perú S.A., por lo que dicho resultado se adecua al presupuesto de hecho establecido en el Artículo 146 de

Fuente: Acta de Supervisión del 27 al 29 de enero de 2016

221. Hechos que fueron analizados en el Informe de Supervisión Directa - Imaza, bajo el siguiente detalle:

Informe de Supervisión N° 633-2016-OEFA/DS

Hallazgo N° 01:

(...)

12. Durante la supervisión llevada a cabo del 27 al 29 de enero del 2016, se verificó una falla (orificio) de 10 cm aproximadamente a través de la cual se produjo el derrame de petróleo crudo a la altura de km 440+781 del Tramo

Il del Oleoducto Norperuano de 36" de diámetro (...) ubicado en las coordenadas UTM WGS84 (9426441N/0798608E).

(...)

14. Al respecto, durante la supervisión especial se constató – mediante inspección visual – el deterioro de la tubería en el punto de la falla, el cual se habría generado debido a un proceso corrosivo (ver registros fotográficos 2 y 3). Cabe precisar que la falla del km 440+781 tiene una longitud de 10 cm de largo en posición 11 horas, en el oleoducto de 36" de diámetro por donde discurría el petróleo crudo, se observó:

- Suelo arcilloso removido e impregnado con petróleo crudo.
 - Plantas de cacao y plátanos y vegetación propia de la zona, las mismas que presentaban hojas, tallos y frutos manchados con petróleo crudo.
 - Suelo en área de aproximadamente 50x50 (2500 m²), en los alrededores del punto donde se produjo el derrame del petróleo crudo, sin considerar las áreas afectadas en los márgenes derecho e izquierdo de la quebrada Inayo, por donde discurrió el petróleo crudo.
- (...)

(Subrayado agregado)



Fuente: Informe de Supervisión - Imaza

222. Bajo dicho escenario, la Autoridad Supervisora concluyó que el derrame de petróleo crudo si bien ocurrió el 25 de enero de 2016 en la progresiva del 440+781 del Tramo II del ONP, a la fecha de la emisión del Informe de Supervisión Directa – Imaza, aún no se había determinado la causa real del mismo; siendo que el volumen aproximado del hidrocarburo derramado sería alrededor de 2971 barriles y el área impactada adyacente al punto del derrame, de aproximadamente 50x50 m².

223. En relación con lo indicado, el administrado presentó medios probatorios con el objetivo de indicar la causa del derrame km 440+781 del Tramo II del ONP, cuyo análisis se efectúa a continuación:

Cuadro N° 7: Informes presentados por Petroperú para determinar la causa del derrame en el km 440+781 del Tramo II del ONP

INFORME	CONCLUSIÓN
Informe denominado "Report N° 0139-17-EHO005405P" ⁷³	<ul style="list-style-type: none"> - La fuga fue causada por el fenómeno denominado <i>Stress Corrosion Cracking</i> debido a múltiples grietas frágiles que comenzaron en la superficie del tubo. - La cinta <i>Poliken</i> se había desprendido, permitiendo la exposición de la tubería al suelo húmedo. - La presencia de muchas grietas frágiles en un lado de la tubería indica una falla en el recubrimiento de la cinta <i>Polyken</i>, tal vez como resultado de la flexión de la tubería.
Informe de Peritaje km 440 – Oleoducto Nor Peruano ⁷⁴ – PETROPERÚ emitido por el Colegio de Ingenieros del Perú.	<ul style="list-style-type: none"> - Los factores desencadenantes relacionados con los peligros identificados son: deforestación, calidad del suelo, fisiográfica e hidrología, humedad de la zona y pendiente. - La ruptura de la tubería de transporte de crudo se debió a la fuerte tensión que ejerció sobre ella el terreno deslizado.
Análisis de falla del segmento de tubería de la progresiva km 440+781 Ø 36" Tramo II ONP (Petroperú) ⁷⁵	<ul style="list-style-type: none"> - La falla correspondió a una macrofisura (de 11 cm de longitud) de orientación circunferencial. - La falla fue causada por Stress Corrosión Cracking, a juzgar por las múltiples grietas frágiles que comenzaron en la superficie exterior de la tubería hacia el interior. - La morfología de la grieta es del tipo intergranular; un indicativo de SCC de pH alto.

⁷³ Folios 358 al 378.

⁷⁴ Documento contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

⁷⁵ Folios 379 al 398.

INFORME	CONCLUSIÓN
Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos Organismo de la Inversión en Energía y minería OSINERGMIN N° 2674-2017-OS/DSHL (Osinerghmin) ⁷⁶	Las causas que generaron el derrame provienen de factores ocasionados por acción humana, (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamiento) y causas de origen natural no previstas (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno del Niño), que provocaron el desplazamiento del sector del oleoducto ubicado en el km 440+781, incrementando el esfuerzo longitudinal en magnitudes superiores al límite elástico del material y produciendo la fractura circunferencial del ducto.

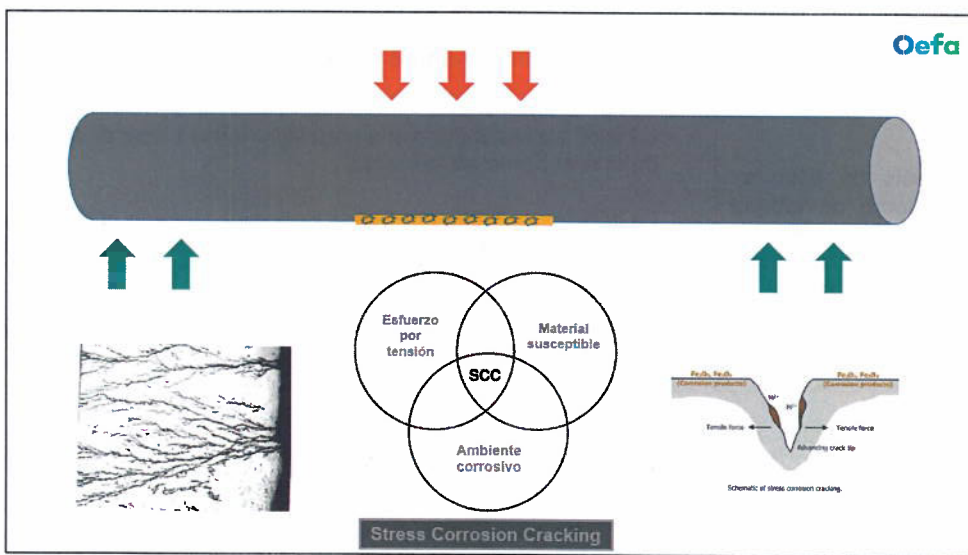
Fuente: Descargos presentados por el administrado.
Elaboración: TFA.

224. Sobre la base de lo expuesto, y atendiendo a la actuación de los medios probatorios pertinentes efectuada por parte de la DFAI, este Colegiado pudo concluir que el origen del derrame en la mencionada progresiva obedeció al fenómeno denominado *Stress Corrosion Cracking*; el cual se originó debido a la conjunción de tres factores determinantes:

- a) El esfuerzo por tensión debido al deslizamiento del terreno (flexión del ducto),
- b) La exposición de la tubería debido a la pérdida de recubrimiento; y
- c) La presencia de un ambiente corrosivo (suelo húmedo con pH alto).

225. Lo señalado, se plasma en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 1: Fenómeno denominado Stress Corrosion Cracking



Elaboración: TFA

A.2 Respecto de los hechos acaecidos en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP (Morona)

226. Sobre el particular, se tiene que, a través del Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales —remitido al OEFA el 4 de febrero de 2016—, Petroperú informó del derrame de crudo acaecido en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP (al límite de la zona de amortiguamiento de la Zona Reservada Santiago-Comaina), ubicado en el distrito de Morona, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto, conforme se aprecia a continuación:

Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales - Morona

2. DEL EVENTO		
Nombre de la instalación:	Oleoducto Nor Peruano	
Fecha: 03.02.2016	Hora de Inicio:	Hora de Término: Por determinar
Área afectada: Por determinar	Cantidad Derramada: Por determinar	
Lugar donde ocurrió: Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del cruce con el río Mayuriaga	Coordenadas: WGS 84	ESTE: NORTE:
Localidad:	Zona: 18 5	Distrito:
Provincia: Datem del Marañón	Departamento: Loreto	
DEL POSIBLE ORIGEN DE LA EMERGENCIA AMBIENTAL:		
Origen del evento (marca con una x):		
Por factores climáticos ¹	<input type="checkbox"/>	Por falla humana ²
Por factores tecnológicos ³	<input type="checkbox"/>	Por acto de terceros ⁴
Por otros factores	<input type="checkbox"/>	Precisar: Por determinar
Descripción del evento:		
<p>Al finalizar la tarde del día 03.02.2016 se recibió la comunicación radial entrecortada de lugareños manifestando la existencia de una mancha de crudo en el derecho de vía del Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del río Mayuriaga.</p> <p>Gerencia Oleoducto activó su Plan de Contingencia, movilizó una cuadrilla de personal y equipos a la zona del evento desde la Estación 5, para confirmar la información y de ser cierta, implementar las acciones correspondientes y atender la emergencia.</p>		

Fuente: Informe de Supervisión Directa – Morona

227. Siendo que, el 17 de febrero de 2016, el administrado remitió el Reporte Final de Emergencias Ambientales, donde incluyó información más detallada sobre el mencionado evento:

Reporte Final de Emergencias Ambientales - Morona

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL EVENTO¹:	
-	Al finalizar la tarde del día 03.02.2016 se recibió la comunicación radial entrecortada de un poblador de la zona de Mayuriaga, indicando la existencia de una mancha de petróleo crudo en el derecho de vía del Oleoducto Ramal Norte, aproximadamente a 13 km del cruce con el río Mayuriaga. La zona es agreste, de difícil acceso y con precipitaciones pluviales frecuentes.
-	El personal del Oleoducto aplicó su Plan Zonal de Contingencia movilizándolo a la zona del evento desde la Estación 5, para implementar las acciones correspondientes para atender la emergencia.
CAUSAS QUE ORIGINARON EL EVENTO:	
-	Por determinar. El día 06.02.16 un morador de puerto alegría, informó a rotafono de Radio Programas del Perú, sobre la presencia de petróleo crudo a la altura de puerto alegría y santa rosa, ubicadas a inmediaciones del río morona, así mismo dio a conocer que se había producido una rotura en la tubería del ORN por el impacto de un rayo.

Fuente: Informe de Supervisión Directa – Morona

228. Como consecuencia de la mencionada emergencia ambiental, se llevaron a cabo dos acciones de supervisión cuyos resultados se plasman a continuación:

Acta de Supervisión I - Morona

Nº	HALLAZGOS
01	<p>Se verificó que el derrame de petróleo crudo se produjo a través de una apertura de 56 cm de longitud por 1.0 cm de ancho aproximadamente en posición 12 horas, en la tubería de 24" de diámetro, ubicado en el Km 206+031 del Ramal Norte del ONP; la falla en la tubería (apertura de 56 cm de longitud por 1.0 cm de ancho) se habría producido por efectos de corrosión externa. Por otro lado, el derrame de crudo fue controlado mediante la instalación de una grapa el día 09.02.2016</p> <p>Como consecuencia del derrame se habría afectado:</p> <p>1. Cuerpo de agua:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Un canal de escorrentía que pasa por el punto de derrame hasta el punto de confluencia con la Quebrada Cashacaño (punto por determinar). ❖ Las aguas y ambos márgenes de la Quebrada Cashacaño; desde el punto de confluencia con el canal de escorrentía hasta la desembocadura al río Morona. ❖ Río Morona, donde se pudo apreciar presencia de hidrocarburos (procedente de la Quebrada Cashacaño) en ambos márgenes del referido río, formando pequeñas manchas discontinuas y grumos dispersos sobre la superficie de las aguas, esta situación se pudo observar desde aproximadamente 1.5 horas (altura del caserío "El Milagro"), hasta la desembocadura de la Quebrada Cashacaño. <p>2. Suelo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Áreas aledañas al punto del derrame 400 m² aproximadamente. ❖ Otros por determinar.
<p><small>Nota: Los hallazgos formulados en la presente Acta son redactados de forma objetiva y se sustentan en registros fotográficos, filmicos y en las declaraciones de los representantes del titular que han participado en la supervisión, de ser el caso.</small></p>	

Fuente: Informe de Supervisión Directa – Morona

229. Hallazgos que, en esa línea, fueron analizados por la Autoridad Supervisora en el Informe de Supervisión Directa - Morona, y donde se concluyó que, aun cuando Petroperú hubiera tomado conocimiento del derrame por la comunicación radial de un poblador de la zona de Mayuriaga el 3 de febrero de 2016, la fecha real de la ocurrencia del derrame fue el **2 de febrero de 2016 a las 08:18 horas**; ello, en tanto, se observó —en el sistema SCADA— que en ese momento se produjo una caída brusca de la presión, concretamente de 80 kg/cm² hasta 61.80 kg/cm² (caída de 25% aproximadamente de la presión normal de bombeo).



Fuente: Informe de Análisis de Falla – Ramal Norte del ONP (MCC Technology S.A.C.)

230. Aunado a ello, este Colegiado respalda la postura adoptada por la Autoridad Supervisora sobre la base de que fue el propio administrado quien, ante la caída registrada por el operador de turno, paralizó el bombeo en la Estación Andoas el 2 de febrero de 2016, ante la existencia de un inminente problema en el oleoducto (posible rotura); tal como se advierte de la lectura del cuaderno de ocurrencias:

NOTARIO S. C. de F. B. 1687 2016

02.02.2016

07.11. ESTACIÓN ANDOAS PARO BOMBEO POR DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE DESCARGA

08.16. ESTACIÓN ANDOAS PARO BOMBEO POR DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE DESCARGA

REPORTE DE

09.04.2016

14:00 RECIBO TURNO TRABAJANDO 5 MG-6

MG-2 INCD. MG-3 ST-By PSD

ANDOAS DE PARADA POR ROTURA DE LINEA

EST-1 DE PARADA POR BAJE SILEN DE CRUDO.

14.00. ANDOAS DE PARADA POR ROTURA DE LINEA

Fuente: Cuaderno del Operado - Estación 5 de Petroperú

02.02.2016

13.00. ENTREGO TURNO, TRABAJO E A 5, ANDOAS DE PARADA POR PROBLEMAS EN LA PRESION DE DESCARGA DE 80Kg/cm HASTA 61.8Kg/cm

13.00 ENTREGO TURNO, TRABAJO E A 5, ANDOAS DE PARADA POR PROBLEMAS EN LA PRESION DE DESCARGA DE 80Kg/cm HASTA 61.8Kg/cm

07.50. SE OBSERVA PRESION DE DESCARGA DE ESTACION A 61.8 Kg/cm2, se comunicó a supervisor de Estación Morona.

Fuente: Cuaderno del Operado - Andoas de Petroperú

231. Partiendo de ello, la mencionada autoridad concluyó que el derrame de petróleo crudo ocurrió el 2 de febrero de 2016, en la progresiva del 206+035 del Ramal Norte del ONP, por una posible corrosión externa y que el volumen aproximado del hidrocarburo derramado ascendería a 1447 barriles y el área impactada adyacente al punto del derrame, de aproximadamente 400 m² (información preliminar).

232. Estando a ello, para el caso concreto de esta emergencia ambiental, el administrado también presentó medios probatorios con el objetivo de indicar la causa del derrame km 206+031 del ORN, cuyo detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 8: Informes presentados por Petroperú para determinar la causa del derrame en el km 206+031 del ORN

INFORME	CONCLUSIÓN
Informe denominado "Informe de Análisis de Falla – Ramal Norte del ONP" (MCC Technology S.A.C.) ⁷⁷	<ul style="list-style-type: none">- La superficie de la tubería en la sección entre las 09.05 a 1.05 horas, muestra una superficie uniforme y condición lisa sin muestras de corrosión puntual o general, como causa del desgaste de la tubería.- Se determina la inexistencia de desgaste interno de la pared de la tubería y la observación visual directa de la superficie externa realizada según los erguimientos de los códigos ASMEV y API 1104, indican compatibilidad con desgaste acelerado del metal por proceso de abrasión causado por agente externo.
Informe denominado "Informe de Inspección - Medición de espesores" (ATAC S.A.C.) ⁷⁸	<ul style="list-style-type: none">- Los valores obtenidos en la medición de los 5 tubos hacia la Estación Morona, el mínimo espesor obtenido es de 5.44 mm, lo que constituye el 85% del valor remanente, habiendo una pérdida de material base del orden del 15%.- Los valores obtenidos en la medición de los 5 tubos hacia la Estación 5, el mínimo espesor obtenido es de 5.47 mm, lo que constituye el 85% del valor remanente, habiendo una pérdida de material base del orden del 15%.

⁷⁷ Documento denominado 2016-02-22_INF ANALISIS DE FALLA_MCC TECH_KM 206+035, contenido en el CD digitalizado que obra en el folio 476.

⁷⁸ Documento denominado 3.2 INFORME DE INSPECCION -REP UT -KM 206 RAMAL NORTE, contenido en el CD digitalizado que obra en el folio 476.

INFORME	CONCLUSIÓN
<p>Informe denominado "Report No. 0138-17-EHO005404P - Examination of a Rupture at km 206+035" (Element Materials Technology – SNC Lavalin Perú S.A.)⁷⁹</p>	<ul style="list-style-type: none"> - La falla fue causada por el desgaste abrasivo en el eje longitudinal de la tubería, el desgaste se concentró en la parte superior de la tubería ocasionando la ruptura. - El tiempo transcurrido hasta el desgaste de la tubería depende del caudal y la composición de la corriente, que estaba fuera del alcance del análisis de laboratorio. - La corrosión de la superficie expuesta de la tubería fue superficial y probablemente estuvo relacionada a las condiciones de almacenamiento de la tubería.
<p>Informe denominado "Análisis de falla del segmento de tubería de progresiva km 206+035 Ø 16 ORN" (SNC Lavalin Perú S.A. – Petroperú S.A.)⁸⁰</p>	<ul style="list-style-type: none"> - En el sector comprendido entre las 9:30 a la 1:30 horas (parte superior de la tubería), la tubería se encuentra sin recubrimiento. Con recubrimiento parcial y en regular estado de conservación de 1:30 a 3:00 horas y de 9:00 a 9:30 horas. Así también la tubería muestra recubrimiento en buen estado de conservación entre las 3:00 a 9:00 horas (parte inferior de la tubería). - La falla se encuentra ubicada a las 10:05 horas con respecto a la orientación hacia Morona y corresponde a una grieta de forma longitudinal de 56 cm paralela a la unión de soldadura de la conformación de tubería. - La ruptura fue causada por desgaste abrasivo (localizado) del espesor de la pared de la tubería cerca de su parte superior. - El lugar de ruptura coincide con el punto de cruce de una corriente de agua con el derecho de vía de la tubería. Las marcas direccionales lo largo de la tubería indican patrones de desgaste correspondientes a materiales abrasivos arrastrados en el flujo de la corriente. - La tasa de adelgazamiento de la pared de la tubería por abrasión depende de factores tales como la velocidad, forma, tamaño y dureza de la materia abrasiva. Si la abrasión cíclica es un factor, entonces la corrosión de la superficie de la tubería también es importante, ya que la eliminación cíclica del producto de corrosión por flujo abrasivo es más fácil que la eliminación del acero por flujo abrasivo.

⁷⁹ Folio 399 al 417.

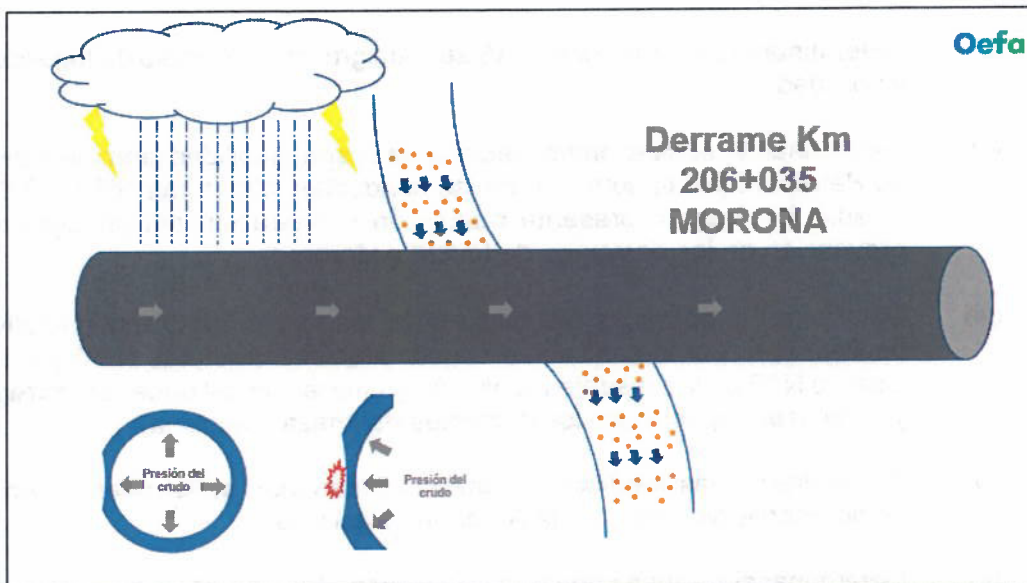
⁸⁰ Folio 418 al 433.

INFORME	CONCLUSIÓN
<p>Informe Final de Instrucción DSHL-1979-2017 correspondiente a la Resolución N° 2695-2017-OS/DSHL (Osinermin)⁸¹</p>	<ul style="list-style-type: none"> - La causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. - La falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastra el material del suelo adyacente, el cual cruza el derecho de vía del ducto, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior del ducto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elásticos del material, dado la reducción del espesor, hasta producirse la ruptura longitudinal producto de la presión interna de bombeo.

Fuente: Descargos presentados por el administrado.
Elaboración: TFA

233. Partiendo de dicha información, y tras la revisión de los actuados obrantes en el Expediente, este Tribunal estima que el origen del derrame en la mencionada progresiva fue la pérdida de espesor de la tubería por efectos del fenómeno denominado *abrasión*, el cual se produjo como producto del impacto de materiales abrasivos arrastrados por el flujo de agua; los cuales impactaron contra la parte descubierta del ducto, generando en un primer momento el deterioro progresivo del revestimiento de la tubería, y un segundo, la pérdida del espesor de la tubería. Fenómeno que, a mayor detalle, se grafica a continuación:

Gráfico N° 2: Fenómeno de Abrasión



Elaboración: TFA

234. Bajo ese escenario, las emergencias ambientales que originaron la incoación del presente PAS se pueden resumir en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 9: Resumen de las emergencias ambientales acaecidas en el ONP

Eventos ocurridos en el ONP						
N°	Localidad	Progresiva afectada	Fecha de ocurrencia	Cantidad derramada	Causa de la falla	Área afectada (m ²)
1	Imaza, Bagua, Amazonas.	441+781 del Tramo II del ONP	25/01/2016	2971 barriles	Stress Corrosion Cracking	40 200 m ²
2	Morona, Datem del Marañón, Loreto.	206+035 del Ramal Norte del ONP	02/02/2016	1447 barriles	Abrasión	1, 246 032.40 m ²

Elaboración: TFA


VIII) CUESTIONES CONTROVERTIDAS

235. Habiéndose delimitado los aspectos más relevantes del presente caso y en atención al planteamiento efectuado por Petroperú en su recurso de apelación, este Colegiado considera necesario efectuar la delimitación de las cuestiones controvertidas a partir de un análisis transversal, el cual será aterrizado al caso concreto de cada una de las conductas infractoras materia de impugnación.
236. En ese sentido, las cuestiones controvertidas a dilucidar en el presente PAS, versan en torno a:
- (i) Determinar si en el presente PAS se transgredió el principio de legalidad y tipicidad.
 - (ii) Determinar si correspondía declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras N°s 1 y 2 del Cuadro N° 6 de la presente resolución (vulneración del principio de prevención en los derrames de Imaza y Morona).
 - (iii) Determinar si correspondía declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras N°s 3 y 4 del Cuadro N° 6 de la presente resolución (vulneración del deber de corregir y minimizar impactos en los derrames de Imaza y Morona).
 - (iv) Determinar si las medidas correctivas ordenadas a Petroperú, fueron debidamente dictadas por la Autoridad Decisora.
 - (v) Determinar si la multa impuesta a Petroperú, fue debidamente calculada por la Autoridad Decisora.




IX) ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES CONTROVERTIDAS

IX.1) Determinar si en el presente PAS se transgredió el principio de legalidad




237. En su escrito de apelación Petroperú adujo la tramitación irregular del PAS materia de revisión, al inferir que los elementos del tipo infractor descritos en el artículo 19° de la Ley N° 30230, se constituyen de manera copulativa; siendo necesario —en todo caso— la probanza objetiva de todos aquellos elementos a efectos de determinar la responsabilidad administrativa por la generación de daño real a la salud de las personas.

238. Así, aseveró que la determinación del procedimiento ordinario en el marco de la mencionada norma implica que las infracciones a sancionar deberán ser catalogadas como de naturaleza muy grave, y que la misma hubiera generado un daño real y muy grave a la salud de las personas, requiriendo por parte de la Autoridad la objetivización, individualización y debida acreditación de la misma.



239. Partiendo de estos alegatos, conviene reiterar que —en efecto— la observancia del principio de legalidad constriñe a la Administración a que el ejercicio de su potestad sancionadora se realice bajo las directrices establecidas normativamente ajustándose a Derecho; lo cual garantizará el respeto de las garantías consustanciales a todo procedimiento administrativo.



240. Para asegurar dicho cumplimiento, el ordenamiento jurídico nacional, estableció como uno de los principios rectores de los procedimientos administrativos sancionadores, el principio de tipicidad regulado en el numeral 4 del artículo 248⁸² del TULO de la LPAG, según el cual, solo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía⁸³.

⁸² TULO de la LPAG


Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

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

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

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

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



⁸³ De esta manera, en virtud del principio de tipicidad, se acepta la existencia de la colaboración reglamentaria con la ley; esto es, que disposiciones reglamentarias puedan especificar las conductas infractoras o, más aún, tipificar infracciones, siempre y cuando en la ley se encuentren suficientemente determinados "los elementos

241. Dicho mandato de tipificación se presenta en dos niveles: (i) exige que la norma describa los elementos esenciales del hecho que califica como infracción sancionable, con un nivel de precisión suficiente que permita a cualquier ciudadano de formación básica comprender sin dificultad lo que se está proscribiendo bajo amenaza de sanción en una determinada disposición legal (de acuerdo con el principio de taxatividad); y, (ii) en un segundo nivel —esto es, en la fase de la aplicación de la norma— la exigencia de que el hecho concreto imputado al autor se corresponda exactamente con el descrito previamente en la norma. Si tal correspondencia no existe, ordinariamente por ausencia de algún elemento esencial, se produce la falta de tipificación de los hechos, de acuerdo con el denominado principio de tipicidad en sentido estricto⁸⁴.

242. Con relación al primer nivel, la exigencia de la “certeza o exhaustividad suficiente” o “nivel de precisión suficiente” en la descripción de las conductas que constituyen infracciones administrativas⁸⁵, tiene como finalidad que —en un caso en concreto— al realizarse la subsunción del hecho en la norma que describe la infracción, esta pueda ser efectuada con relativa certidumbre⁸⁶.

básicos de la conducta antijurídica y la naturaleza y los límites de la sanción a imponer (...).
GÓMEZ, M. & SANZ, I. (2010) *Derecho Administrativo Sancionador. Parte General, Teoría General y Práctica del Derecho Penal Administrativo*. Segunda Edición. España: Arazandi, p. 132.

⁸⁴ “En un nivel normativo, primero, donde implica la exigencia (...) de que una norma describa los elementos esenciales de un hecho, sin cuyo incumplimiento tal hecho - abstractamente considerado - no puede ser calificado de infracción (de acuerdo con el principio de taxatividad). El proceso de tipificación, sin embargo, no termina aquí porque a continuación —en la fase de la aplicación de la norma— viene la exigencia de que el hecho concreto imputado al autor se corresponda exactamente con el descrito previamente en la norma. Si tal correspondencia no existe, ordinariamente por ausencia de algún elemento esencial, se produce la indicada falta de tipificación de los hechos (de acuerdo con el principio de tipicidad en sentido estricto)”. NIETO GARCÍA, Alejandro. *Derecho Administrativo Sancionador*. 1ª Reimpresión, 2017. Madrid: Editorial Tecnos, p. 269.

⁸⁵ Es importante señalar que, conforme a Morón: “Este principio exige el cumplimiento de tres aspectos concurrentes: i) La reserva de ley para la descripción de aquellas conductas pasibles de sanción por la Administración; ii) **La exigencia de certeza o exhaustividad suficiente en la descripción de las conductas sancionables constitutivas de las infracciones administrativas**; iii) La interdicción de la analogía y la interpretación extensiva en la aplicación de los supuestos descritos como ilícitos (desde el punto de vista concreto, la tipificación es de interpretación restrictiva y correcta)”. MORÓN URBINA, Juan Carlos. *Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General*. Lima: Gaceta Jurídica, 10ma. ed., 2014. p. 767. El resaltado es nuestro.

⁸⁶ Al respecto, el Tribunal Constitucional, en las sentencias recaídas en los Expedientes N° 010-2002-AI/TC (Fundamentos jurídicos 45 y 46) y N° 2192-2004-AA (fundamento jurídico 5), ha precisado lo siguiente:

Expediente N° 010-2002-AI/TC

45. “El principio de legalidad exige no sólo que por ley se establezcan los delitos, sino también que las conductas prohibidas estén claramente delimitadas en la ley. Esto es lo que se conoce como el mandato de determinación, que prohíbe la promulgación de leyes penales indeterminadas, y constituye una exigencia expresa en nuestro texto constitucional al requerir el literal “d” del inciso 24) del Artículo 2° de la Constitución que la **tipificación previa de la ilicitud penal sea “expresa e inequívoca” (Lex certa)**.

46. El principio de determinación del supuesto de hecho previsto en la Ley es una prescripción dirigida al legislador para que éste dote de significado unívoco y preciso al tipo penal, **de tal forma que la actividad de subsunción del hecho en la norma sea verificable con relativa certidumbre (...)**”. El énfasis es nuestro.

243. Por otro lado, en lo concerniente al segundo nivel en el examen de tipificación, se exige que los hechos imputados por la Administración correspondan con la conducta descrita en el tipo infractor.

244. Todo ello resulta relevante señalar en el caso particular en la medida en la que —como se esbozó en el acápite denominado *De la determinación de la vía procedimental aplicable*— los hechos constitutivos de infracción tuvieron lugar durante la vigencia del artículo 19° de la Ley N° 30230; de ahí que, al haberse determinado como vía procedimental aplicable la ordinaria, aquellos deberán subsumirse necesariamente dentro de las condiciones establecidas en dicho precepto normativo para su aplicación.

245. En efecto, en el mencionado dispositivo legal se prescribe lo siguiente:

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

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

Durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales. (...)

(...) **Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:**

a) **Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada. (...)**

246. En atención al marco normativo expuesto, corresponde verificar si en el presente PAS, los hallazgos detectados generaron un daño real a la salud de las personas que permitan la aplicación de la vía procedimental elegida.

A) De la gravedad establecida en el artículo 19° de la Ley N° 30230

247. Para ello, corresponde en primer término, analizar de manera pormenorizada la excepción recogida en el literal a) del referido precepto legal; siendo que la misma se bifurca en dos aspectos:

i) De un lado, que se traten de infracciones muy graves caracterizadas porque, con su comisión, se genera un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas; y,

Expediente N° 2192-2004-AA

5. "(...) El subprincipio de tipicidad o taxatividad constituye una de las manifestaciones o concreciones del principio de legalidad respecto de los límites que se imponen al legislador penal o administrativo, a efectos de que las prohibiciones que definen sanciones, sean éstas penales o administrativas, estén redactadas con un nivel de precisión suficiente que permita a cualquier ciudadano de formación básica, comprender sin dificultad lo que se está proscribiendo bajo amenaza de sanción en una determinada disposición legal". El énfasis es nuestro.

- ii) Por otro, que tal afectación sea objetiva, individualizada y debidamente acreditada.

248. De la su lectura, no obstante, se advierte que ambos requieren ser examinados de manera conjunta, en tanto el segundo se constituye como una condición *sine qua non* para la existencia del primero; lo cual, amerita verificar el caso particular, en aras de constatar si con la actuación de los medios probatorios realizada por la DFAI, fue posible acreditar la existencia de una infracción **muy grave a la salud de las personas**.

A.1) Sobre el análisis de la Resolución Directoral I

249. El punto de partida para dilucidar la presente cuestión controvertida, ha de iniciarse necesariamente con la revisión del acto administrativo que determinó la existencia de un daño muy grave a la salud (y por el cual, se declaró la existencia de responsabilidad de Petroperú), que no es otro que la Resolución Directoral I; siendo posible advertir, de su revisión, un desarrollo del daño real estructurado en dos grandes apartados:

- i) La evaluación de los impactos en los componentes de la salud humana (desde la perspectiva física, social y mental); y,
- ii) La interrelación de los hechos probados con el daño a la salud en su estado completo de bienestar.

A.1.a) La evaluación de los impactos en los componentes de la salud humana

250. La salud humana, para la Autoridad Decisora, fue concebida como un núcleo global del cual convergen aspectos físicos, biológicos y sociales, sirviéndose —en esa línea— de las definiciones empleadas tanto en tratados internacionales suscritos y ratificados por el Perú (como el Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales⁸⁷ - en adelante, **Protocolo de San Salvador**), así como de la establecida por organismos internacionales como la OMS⁸⁸ ; la cual, partiendo de dichos conceptos se constituye por tres

⁸⁷ Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en materia de Derechos Económicos, Sociales Y Culturales "Protocolo De San Salvador"

Artículo 10

Derecho a la Salud

1. Toda persona tiene derecho a la salud, entendida como el disfrute del más alto nivel de bienestar físico, mental y social. (...)

⁸⁸ Para dicha organización:

La salud es un estado de completo bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades». La cita procede del Preámbulo de la Constitución de la Organización Mundial de la Salud, que fue adoptada por la Conferencia Sanitaria Internacional, celebrada en Nueva York del 19 de junio al 22 de julio de 1946, firmada el 22 de julio de 1946 por los representantes de 61 Estados (Official Records of the World Health Organization, N° 2, p. 100), y entró en vigor el 7 de abril de 1948. La definición no ha sido modificada desde 1948.

componentes interrelacionados entre sí, vale decir el bienestar físico, mental y social, sin los cuales no puede entenderse su disfrute óptimo.

251. De ahí que, el sustento principal y sobre cuya base se cimienta la probanza de los hechos identificados, provenga —precisamente— de verificar los impactos de las emergencias ambientales que originaron el presente PAS sobre:

255.1 **Bienestar físico**, esto es, a la capacidad de hacer frente al estrés fisiológico, que involucra el estado de la energía de una persona, lo que se refleja en la ausencia de dolor o efecto secundario de un tratamiento⁸⁹; sin embargo, dicho estado como único no garantiza un completo bienestar físico⁹⁰.

255.2 **Bienestar mental**, entendido como el alcanzado cuando el individuo es capaz de sobrellevar problemas cotidianos sin afectar su productividad, contribuyendo con su comunidad⁹¹, lo que garantiza, en sí mismo un mayor bienestar personal y social. Ello, implicará el proceso de búsqueda de sentido y armonía, que se encuentra íntimamente ligado a la capacidad de autocuidado, empatía y confianza que se pone en juego en la relación con las demás personas, así como con el reconocimiento de la condición, propia y ajena, de ser sujeto de derechos⁹².

255.3 **Bienestar social**, referido a la importancia a cubrir las necesidades humanas fundamentales de la población de una sociedad, grupo o familia⁹³, con el fin de alcanzar un ambiente en sociedad que impulse, fomenta y potencie en conjunto el bienestar de la misma⁹⁴. El bienestar

Recuperada del portal web de la OMS: <https://www.who.int/es/about/who-we-are/frequently-asked-questions>
Consulta: 13 de noviembre de 2019

⁸⁹ Fonseca, M. 2013. Evaluación de la calidad de vida de pacientes con cáncer terminal. Revista Chilena Cirugía Vol 65 - N° 4, Agosto 2013; pág. 321-328.

⁹⁰ Bisquerra, R. (2013). Cuestiones sobre bienestar. Madrid: Síntesis.

⁹¹ Ver: OMS. Salud Mental: un estado de bienestar. Disponible en: http://www.who.int/features/factfiles/mental_health/es/ [Última Consulta: 13 de noviembre de 2019]

⁹² **Ley N°30947, Ley de Salud Mental**

Artículo 5. Definiciones

Para efectos de la presente ley, se entiende por: (...)

9. Salud mental. Es el proceso dinámico de bienestar, producto de la interrelación entre el entorno y el despliegue de las diversas capacidades humanas, tanto de los individuos como de los grupos y colectivos que forman la sociedad. Incluye la presencia de conflictos en la vida de las personas, así como la posibilidad de afrontarlos de manera constructiva. Implica el proceso de búsqueda de sentido y armonía, que se encuentra íntimamente ligado a la capacidad de autocuidado, empatía y confianza que se pone en juego en la relación con las demás personas, así como con el reconocimiento de la condición, propia y ajena, de ser sujeto de derechos

⁹³ Ander-Egg, E. 2011. Diccionario de Trabajo Social. 25ava Ed. Instituto de Ciencias Sociales aplicadas. Editorial Brujas. 85 pp.

⁹⁴ Moix, M. (1986). Bienestar Social. Madrid. Trivium.

social se consigue cuando las personas pueden satisfacer sus necesidades básicas y desarrollarse plenamente en armonía con su entorno⁹⁵, lo que involucra a la política, la comunidad y las relaciones interpersonales⁹⁶.

252. Bajo dichas consideraciones, esta Sala concuerda con el concepto de salud empleado por la primera instancia, precisamente porque a través de este se proyecta el derecho fundamental de toda persona a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de la vida, conforme se prescribe en el numeral 22 del artículo 2° de la Constitución Política del Perú.

253. Siendo que, desde el plano constitucional el ambiente ha sido catalogado como «el lugar donde el hombre y los seres vivos se desenvuelven (...) incluye 'tanto el entorno globalmente considerado —espacios naturales y recursos que forman parte de la naturaleza: aire, agua, suelo, flora, fauna— como el entorno urbano'; además, el medio ambiente, así entendido, implica las interrelaciones que entre ellos se producen: clima, paisaje, ecosistemas, entre otros⁹⁷».

254. Concepto que, en esa misma línea, fue considerado por la propia LGA toda vez que en el párrafo tercero de su artículo 2°, se define al ambiente en los siguientes términos:

Elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas y la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros. (Subrayado agregado)

255. Y, en esa línea, la doctrina nacional, ha remarcado la extensión de dicha definición legal; siendo que, Foy Valencia⁹⁸ señala lo siguiente:

El ámbito de la LGA se extiende espacialmente sobre todo el territorio nacional, involucra un concepto de ambiente, estrechamente conexo con el de los recursos naturales, la diversidad biológica y la calidad de vida, así como con el conjunto de exigencias ambientales en relación con las actividades humanas, involucra a las políticas y gestión ambiental a todo nivel y se enlaza con todo el sistema legal ambiental. (Subrayado agregado)

256. Llegados a este punto, y en tanto la protección al ambiente se erige como la finalidad principal del OEFA, corresponderá a esta institución el velar porque —

⁹⁵ Ander-Egg, E. 2011. Diccionario de Trabajo Social. 25ava Ed. Instituto de Ciencias Sociales aplicadas. Editorial Brujas. 85 pp.

⁹⁶ Bisquerra, R. (2013). Cuestiones sobre bienestar. Madrid: Síntesis.

⁹⁷ Sentencia del Pleno del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 0048-2004-PI/TC (fundamento 17).

⁹⁸ FOY VALENCIA, Pierre. *Tratado de Derecho Ambiental Peruano*. Tomo I. Lima, Instituto Pacífico, 2018, p. 304.

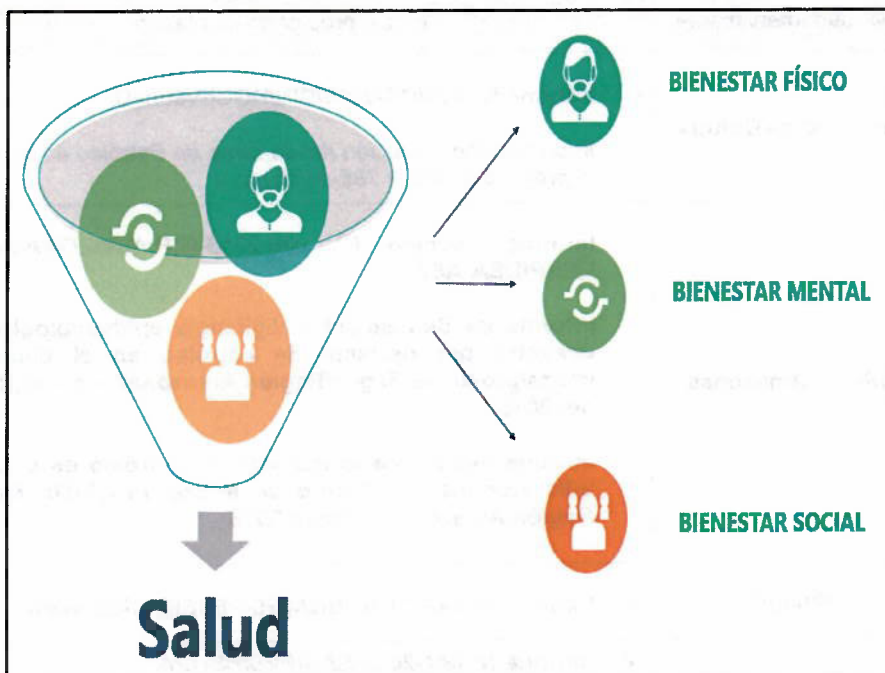
precisamente— el desarrollo de las actividades productivas no colisione con el desarrollo del individuo tanto en su esfera personalísima (salud, desde la perspectiva de sus mencionados componentes), como en su interacción con la comunidad de la cual forma parte y de los servicios ecosistémicos que esta le brinde.

257. Habiéndose determinado íntegramente el bien jurídico cuya protección se busca, queda claro que la constatación de su afectación —para estos efectos— a criterio de esta Sala, podrá circunscribirse no solo a la acreditación (y, por ende, a la objetivación, individualización) de un daño muy grave a la salud física de las personas, sino que se extiende a la gravedad de su impacto en su esfera mental y cultural o social⁹⁹.

258. Circunstancia que, en la misma línea que lo señalado por Petroperú, deberá ser probado necesariamente a través de documentación objetiva que advierta dicho menoscabo¹⁰⁰.

⁹⁹ Para tales efectos, la DFAI graficó el estado de bienestar:

Gráfico N° 6: Daños a la salud como estado completo de bienestar



Fuente: DFAI

¹⁰⁰ Al respecto, Petroperú en la página 21 de su escrito de apelación, señaló:

Ahora, el órgano decisor para fundamentar la impugnada, recurre al autor Alcántara (ver pie de página 323 de la impugnada) para señalar que la definición de salud involucra un sistema global (...); sin embargo, omite señalar que a propio decir del autor, presenta su crítica a la definición de salud humana brindada por la OMS (...) que señala que al ser una definición muy subjetiva requiere necesariamente de documentos objetivos que demuestren un menoscabo en su salud desde el plano físico, social y de bienestar.

259. Por ende, a continuación, se examinarán todos aquellos medios probatorios estimados por la DFAI para considerar la subsunción de los hechos detectados en las distintas acciones de supervisión, dentro de la excepcionalidad recogida en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230, y que habilita la subsecuente aplicación de la vía procedimental ordinaria.

a.1 Medios probatorios empleados para el derrame acaecido en el km 440+781 del Tramo II del ONP:

260. Con relación a esta emergencia ambiental, la primera instancia se sirvió de la información proporcionada por las distintas autoridades que realizaron visitas de verificación; entre los que se encuentran, entre otras, las siguientes fuentes de información:

Cuadro N° 10: Medios probatorios empleados para probanza de daño grave a la salud - Imaza

Derrame de petróleo crudo en Imaza	
Autoridad Interviniente	Medio probatorio empleado
Ministerio de Cultura	✓ Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC <i>Informe sobre situación del derrame de Petróleo en el ONP en la progresiva 400 + 785 del tramo II</i>
DIRESA Amazonas	✓ Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB ✓ Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016 ✓ Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserío Villa Hermosa – Distrito de Imaza/ Provincia Bagua – Región Amazonas – Enero 2016
Minagri	✓ Informe N° 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA
Sanipes	✓ Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA
	✓ Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA
INDECI	✓ Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0

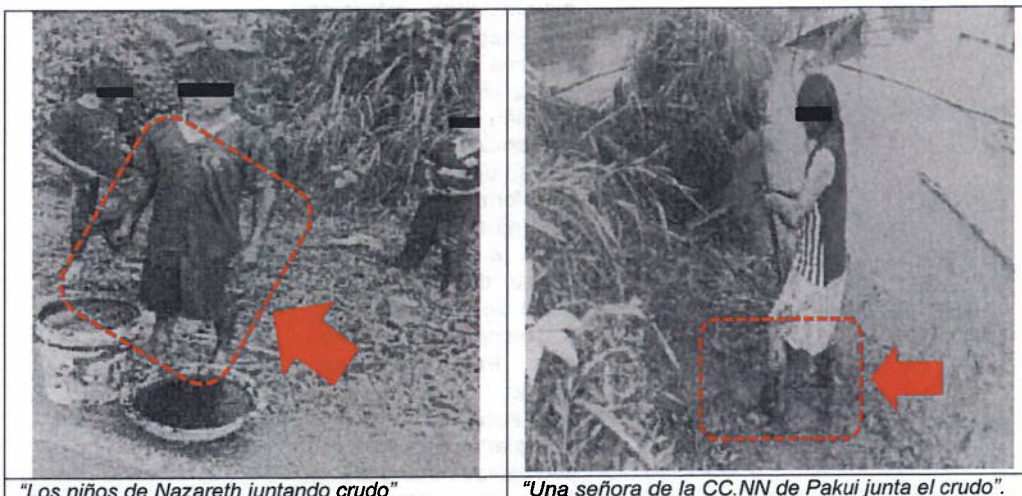
Fuente: Resolución Directoral I
Elaboración: TFA

261. Considerando dicha data, a continuación, se verificará el contenido de cada uno de los referidos documentos, a efectos de ser evaluados respecto de los argumentos formulados por el recurrente, en aras constatar su suficiencia:

Cuadro N° 11: Análisis de la Información aportada por el Ministerio de Cultura

Documentación aportada		
Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
(...) El Plan de Contingencia de Petroperú no previene el trabajo de menores en el recojo del crudo de petróleo, ya que no cuenta con una supervisión pertinente de la totalidad de la zona afectada y de las zonas de recojo del crudo de petróleo. Además, el ofrecimiento de la empresa de un pago por la recuperación "voluntaria" de barriles de petróleo generó que familias (adultos y niños) de las comunidades nativas recojan el petróleo de los cuerpos de agua sin la capacitación e indumentaria necesaria ¹⁰¹ . (...)	(...) 748. Este informe refiere a los hechos verificados en la visita inspectiva realizada el 13 de febrero por un especialista de la Dirección de Políticas Indígenas del Ministerio de Cultura a las comunidades nativas afectadas por el derrame de crudo de petróleo en el distrito de Imaza (...) 749. Según refiere el especialista del Ministerio de Cultura, las comunidades se dedican en los ríos afectados por	El Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC concluyó que mi representada no contaría con la previsión del recojo de petróleo y recomendó que utilizemos canales de comunicación adecuados para la zona. (Ver fundamento 753) Por ello, el presente Informe del Ministerio de Cultura no deberá ser tomado como determinante para acreditar daño a la salud en el aspecto de bienestar,

¹⁰¹ Parte del reporte fotográfico del mencionado informe:



"Los niños de Nazareth juntando crudo"

"Una señora de la CC.NN de Pakui junta el crudo".

*Se colocó barras en los rostros de las personas de las fotografías con el fin de preservar su derecho a la intimidad.
Fuente: Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/MI/MC.

1

1

1

1

1

1

Documentación aportada		
Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>(...) El derrame de petróleo ha afectado directamente tanto a nativos del pueblo indígena Awajún como a los colonos de la zona, principalmente en dos aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Tras el derrame de petróleo, el río no es apto para la pesca, uno de los principales medios de consumo de las comunidades nativas afectadas.• El petróleo ha alcanzado las chacras de algunas familias afectado los cultivos de plátano y cacao.	<p>el derrame -río Chiriaco y Marañón- predominantemente a la agricultura a pequeña escala, la caza, la pesca (principal actividad de subsistencia) y la recolección de especies medicinales con fines de autoconsumo y comercio realizan actividades de pesca (principal actividad de subsistencia). (...) 752. Lo indicado por el especialista del Ministerio de Cultura, y finalmente recogido en el Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC, referido a que niños, jóvenes y adultos estaban en contacto directo con el hidrocarburo proveniente del derrame de Imaza, se verifica con las fotografías adjuntas al citado informe, donde se observan 3 niños no mayores de 7 años con extremidades inferiores cubiertas de crudo, además de una mujer cuyos pies y pantorrillas también muestran la presencia de petróleo con su piel.(...) 753. El informe concluyó que la empresa no contaría con la previsión del recojo de petróleo por parte de menores edad; y, recomendó además que Petroperú debe utilizar canales de comunicación apropiados y pertinentes lingüísticamente para la zona, para garantizar la</p>	<p>al no cumplir con lo exigido en la Ley N° 30230 que señala que el daño debe ser real, muy grave y que afecte a la vida y la salud de las personas, sin perjuicio de que el mismo sea individualizado.</p>

Documentación aportada

Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
	cobertura de la información acerca del plan de contingencia en todas las comunidades, y que, finalmente, la empresa posteriormente debe realizar reuniones informativas a fin que la población conozca el balance de las acciones de limpieza y remediación.	

Análisis del TFA:

De la revisión integral efectuada tanto al informe emitido por el Ministerio de Cultura como a la resolución impugnada en cuyos fundamentos este se recoge, es posible advertir que si bien se hace referencia a la falta de previsión de Petroperú respecto del recojo del hidrocarburo por parte de los menores de edad, así como de las recomendaciones que aquel deberá adoptar en aras de informar a la población sobre el plan de contingencia; cierto es que esta no es la única aseveración efectuada por la referida autoridad estatal.

En efecto, a juicio de este Colegiado, a partir de la lectura del referido informe es posible constatar de manera certera no solo que —como consecuencia de la falta de capacitación e indumentaria para el recojo del hidrocarburo— existió población que entró en contacto directo con la referida sustancia tóxica; sino que, además, los estragos del derrame de Imaza incidieron negativamente en las principales actividades de los pobladores de dicha zona, tales como la pesca o la agricultura; denotando un detrimento en los medios de consumo y en el abastecimiento de la canasta básica de cada uno de los integrantes de las mencionadas comunidades.

Por tanto, partiendo del hecho de que la salud no ha de ser vista únicamente desde la perspectiva de la existencia de un bienestar físico, sino que este se erige como un concepto global que abarca también los aspectos psicológicos y sociales de los individuos, los argumentos expuestos al respecto por parte del recurrente han de ser desestimados, en tanto a través de la información recabada por el Ministerio de Cultura —y plasmada en el Informe materia de revisión— sí es posible constatar la existencia de un daño real a la salud de las personas. La misma que, aunada a la restante información, evidencia la existencia de un daño

Documentación aportada		
Informe N° 000014-2016/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
muy grave a la salud de las personas en concordancia con lo señalado en el artículo 19° de la Ley N° 30230.		

Elaboración: TFA

Cuadro N° 12: Análisis de la Información aportada por la DIRESA Amazonas

Informe Técnico N° 005-2016-G.R.AMAZONAS-DRSA-DESP/DSA-ASB		
Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>(...) Producto de la contaminación de los ríos Chiriaco y Marañón, actualmente 6,160 habitantes residentes en la rivera de estos ríos antes mencionados (solo en la jurisdicción de la micro red de salud de Chiriaco), se encuentran expuestos a dicha contaminación, puestos que estos ríos son empleados para la pesca como para el baño (recreacional), lo cual estaría ocasionando riesgo al ambiente y a la salud de las personas. (...)</p>	<p>(...) 760. Una de las recomendaciones del citado informe fue que se declare la zona en emergencia por un plazo de 90 días, frente al <u>riesgo de exposición a la contaminación del crudo</u> de toda la población que se encontraba bajo la jurisdicción de la Microred Chiriaco (ascendente a 6,160 habitantes), quienes se atienden un centro de salud nivel I-3 (Centro de Salud Chiriaco) y un puesto de salud nivel I-2 (Puesto de Salud Nazareth) muy accesibles geográficamente desde las comunidades. 761. Por las consideraciones expuestas, es que el GORE Amazonas concluyó en el Informe Técnico N° 005-2016-G.R. AMAZONAS/DRSA/DSA-ASB del 14 de febrero de 2016, que, todos los habitantes (6160) de la jurisdicción de la Microred de salud Chiriaco, están en riesgo de ser expuestos al petróleo presente en los ríos Chiriaco y Marañón (...) 762. Cabe indicar que el 15 de febrero del 2016, el GORE Amazonas de Amazonas declaró en emergencia sanitaria el Sistema de Abastecimiento de agua para</p>	<p>El Informe de la DIRESA Amazonas es concluyente al señalar que en año 2016, las poblaciones se encontraban expuestas a contaminación; es decir no señala o acredita que haya existido un daño grave a la vida y salud de las personas, tampoco individualiza a los afectados; por lo tanto, el presente informe no puede servir para fundamentar una sanción en la manera que exige la Ley N° 30230. Asimismo, debemos recalcar que dicho Informe Técnico no se refiere a nuevas evaluaciones medidas, en decir solo se realizó el análisis de los reportes que realizaron que las brigadas de salud fueron formadas por personal técnico del rubro ambiental (biólogo y técnico de enfermería) y no por un médico. Por ello, el mencionado Informe debió de haberse complementado con la finalidad de seguir</p>

	<p>consumo humano por el derrame ocurrido en el distrito de Imaza, de la jurisdicción de la micro Red de Chiriaco, por el plazo de 90 días calendarios, mediante la emisión de la Resolución Directoral Regional Sectorial N° 1101-2016-GOBIERNO REGIONAL AMAZONAS/DRSA.</p> <p>763. En base la información expuesta, el mismo 15 de febrero del 2016, la Dirección General de Salud Ambiental del Ministerio de Salud, también declaró en emergencia sanitaria la calidad de agua para consumo humano en el distrito de Imaza, por 90 días calendario. (...)</p> <p>764. Dicha declaratoria de emergencia del sector salud también dispuso una serie de medidas de seguridad entre las que se incluyen incrementar la frecuencia de la vigilancia sanitaria de los sistemas de abastecimiento de agua, así como realizar acciones de asistencia técnica y logísticas para la implementación de los sistemas de abastecimiento de agua para consumo humano.</p>	<p>observando las lesiones y determinar un diagnóstico médico, considerando que ello es facultad exclusiva del médico.</p>
--	---	--

Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito de Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero del 2016

Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>1. La población con mayor riesgo de daños a su salud de las comunidades más afectadas por el derrame de petróleo crudo a los ríos Chiriaco y Marañón</p>	<p>(...) 771. Siguiendo dicho análisis, en base a la previa identificación de las personas que tuvieron exposición directa (243), la DIRESA Amazonas determinó que 39 personas presentaron sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo ¹⁰².</p>	<p>Al igual que el primer informe, este tampoco señala o acredita de manera objetiva que las personas expuestas por el derrame presenten un grave daño a su salud o vida producto del contacto que pudieron haber tenido</p>

¹⁰² Al respecto, en el siguiente cuadro se señala el detalle de días de visita de la Brigada de Salud de Imaza a las Comunidades de Pakún, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth:

Días de visita de la Brigada de Salud de Imaza a las Comunidades de Pakún, Wachapea, Nuevo Progreso y Nazareth

Fecha de intervención de la Brigada de Salud	Comunidad Nativa	Resultados

16 de febrero	Comunidad Nativa de Pakún	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en 34 expuestos . - De estas 189, se identificó 2 personas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo.
17 de febrero	Comunidad Nativa de Wachapea	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en 115 expuestos . - De estas 247, se identificó a 23 personas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo.
18 de febrero	Comunidad Nativa de Nuevo Progreso	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en 53 expuestos . - De estas 247, se identificó a 15 personas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo.
19 de febrero	Comunidad Nativa de Nazareth	- Se censó a las personas que tuvieron contacto directo con el crudo, resultando en 41 expuestos . - Sin embargo, la actividad se suspendió debido a que un médico contratado por la Organización de Pueblos Indígenas y Amazónicos (ORPIAN) y las autoridades locales rechazaron la actividad de seguimiento, al exigir la presencia de especialistas médicos como dermatólogos. <u>En ese sentido, de la comunidad de Nazareth, se tiene el número de personas que entraron en contacto con el petróleo, pero no se tiene datos de cuáles de ellas presentaron sintomatología relacionada a dicha sustancia.</u>
TOTAL DE EXPUESTOS		243 personas
TOTAL DE EXPUESTOS CON SINTOMATOLOGÍA RELACIONADA AL CRUDO		39 personas

Fuente: Resolución Directoral I

Tabla N° 76: Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el distrito Imaza/provincia Bagua/Región Amazonas – Enero, Febrero del 2016

"Anexo 4. Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo

N°	NOMBRES*	M	F	EDAD	CC.NN.	EXCEMAS	CEFALEA	NÁUSEAS	DOLOR, DISTENSIÓN ABDOMINAL	FEC_EXP	FECHA_INT
1	XXXXXXXXXX		X	21	PAKÚN		1			09/02/2016	16/02/2016
2	XXXXXXXXXX		X	12	PAKÚN	1				09/02/2016	16/02/2016
3	XXXXXXXXXX	X		10	PAKÚN		1			09/02/2016	17/02/2016
4	XXXXXXXXXX		X	35	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
5	XXXXXXXXXX	X		25	WACHAPEA		1		1	09/02/2016	17/02/2016
6	XXXXXXXXXX	X		11	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
7	XXXXXXXXXX	X		10	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
8	XXXXXXXXXX		X	14	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
9	XXXXXXXXXX	X		12	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
10	XXXXXXXXXX	X		10	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
11	XXXXXXXXXX		X	14	WACHAPEA					09/02/2016	17/02/2016
12	XXXXXXXXXX		X	5	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
13	XXXXXXXXXX		X	15	WACHAPEA	1	1		1	09/02/2016	17/02/2016
14	XXXXXXXXXX		X	48	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
15	XXXXXXXXXX	X		15	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
16	XXXXXXXXXX		X	46	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
17	XXXXXXXXXX		X	7	WACHAPEA	1				09/02/2016	17/02/2016
18	XXXXXXXXXX		X	41	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
19	XXXXXXXXXX	X		13	WACHAPEA		1	1		09/02/2016	17/02/2016
20	XXXXXXXXXX	X		28	WACHAPEA	1	1			09/02/2016	17/02/2016
21	XXXXXXXXXX		X	27	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
22	XXXXXXXXXX		X	55	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
23	XXXXXXXXXX		X	32	WACHAPEA		1			09/02/2016	17/02/2016
24	XXXXXXXXXX	X		37	WACHAPEA		1		1	09/02/2016	17/02/2016

<p>(Pakun, Wachapea, Nuevo Progreso, Nazaret y Wachints) continúan expuestos a pesar que el agua de consumo humano no es exclusivamente de estos ríos, pero las aguas siguen siendo utilizadas para actividades de pesca, tareas domésticas como lavado de ropa y actividades recreacionales, a pesar de la información brindada por el personal de salud sobre el riesgo de la exposición. (...)</p>	<p>(...) 773. De la información consignada por la DIRESA Amazonas, se identifica que el niño más joven que tuvo contacto directo con el petróleo proveniente del derrame de Imaza, y presentó sintomatología relacionada a una exposición agua con el crudo, tuvo la edad de 3 años de edad, seguido de un niño de 5 años, 4 niños de 7 a 12 años, y 5 adolescentes de 13 a 14 años¹⁰³ (...) 775. Asimismo, (...) se hace referencia a la identificación de las personas que tuvieron el contacto dérmico con los hidrocarburos, así como la tasa de incidencia de sintomatología asociada a ella (...)</p>	<p>con el derrame. Por ello, no se cumpliría la exigencia.</p>
---	--	--

25	XXXXXXXXXX	X		3	NUEVO PROGRESO		1			09/02/2016	18/02/2016
26	XXXXXXXXXX	X		11	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
27	XXXXXXXXXX	X		13	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
28	XXXXXXXXXX	X		16	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
29	XXXXXXXXXX		X	12	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
30	XXXXXXXXXX	X		14	NUEVO PROGRESO	1				09/02/2016	18/02/2016
31	XXXXXXXXXX	X		40	NUEVO PROGRESO	1	1			09/02/2016	18/02/2016
32	XXXXXXXXXX	X		37	NUEVO PROGRESO		1			09/02/2016	18/02/2016
33	XXXXXXXXXX	X		21	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
34	XXXXXXXXXX	X		14	NUEVO PROGRESO		1			09/02/2016	18/02/2016
35	XXXXXXXXXX	X		27	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
36	XXXXXXXXXX	X		10	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
37	XXXXXXXXXX	X		25	NUEVO PROGRESO		1	1		09/02/2016	18/02/2016
38	XXXXXXXXXX	X		53	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016
39	XXXXXXXXXX	X		38	NUEVO PROGRESO			1		09/02/2016	18/02/2016

*Todos los nombres de las personas que presentaron los síntomas asociados con hidrocarburos, incluidos los menores de edad, han sido omitidos por considerarse que es información relacionada a su salud e intimidad.
Fuente: Resolución Directoral I

103

Sobre el particular, la DFAI referenció dicha información en el siguiente cuadro:

Tabla N° 77

RANGO DE EDAD	N° DE AFECTADOS	FECHA DE EXPOSICIÓN DIRECTA AL CRUDO
De 3 a 5 años	2 niños	09/02/2016
De 7 a 10 años	4 niños	09/02/2016
De 11 a 12 años	4 niños	09/02/2016
De 13 a 14 años	5 niños	09/02/2016

Fuente: Resolución Directoral I

<p>3. Se identificó 243 personas expuestas sin protección al petróleo, de ellas 39 presentaron sintomatología relacionada a la exposición, la tasa de ataque en los expuestos fue 16%, y el síntoma más frecuente fue cefalea, seguido de exantema (incluye dermatitis).</p> <p>4. Los servicios de salud de la Red de Salud Bagua ubicados en la zona afectada desde el inicio del evento viene realizando actividades de evaluación de riesgo, prevención de daños a la salud por exposición al petróleo crudo y seguimiento a las personas que estuvieron en contacto, existe accesibilidad geográfica de las comunidades afectadas ubicadas a 10 minutos vía terrestre del centro de salud Chiriaco nivel I-3 con dos equipos básicos de salud, y en la comunidad nativa Nazaret se ubica un puesto de salud nivel I-1 con un equipo básico de salud incluyendo médico.</p> <p>(...)</p>		
--	--	--

**Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserío Villa Hermosa – Distrito de Imaza/
Provincia Bagua – Región Amazonas – Enero 2016**

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>(...) De las 39 personas identificadas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo crudo, el 51% presentó cefalea, el 41% dermatitis y en menor medida el 2%</p>	<p>776. (...) la DIRESA Amazonas indicó que el petróleo –o sus componentes– pueden entrar en contacto con el cuerpo humano a través de tres rutas: la absorción por la piel; la ingestión de comida y bebida y, la inhalación a través de la respiración; y, que son los habitantes de las áreas de</p>	<p>Igualmente, el informe concluye que solamente 39 presentaron sintomatología, es decir un evento temporal, y no señala que se haya acreditado un daño real y muy grave a la vida y salud de las personas. Por lo</p>

<p>presentó náuseas todos fueron atendidos ambulatoriamente.</p> <p>(...)</p> <p>21. Atención en comunidades en riesgo por derrame de petróleo.</p> <p>Desplazamiento de brigadas de atención en salud itinerantes en localidades en riesgo de daños a su salud por derrame de petróleo.</p> <p>Del 01 al 06 de marzo, en las localidades consideradas con riesgo por derrame de petróleo y con mayor población, se desplazaron dos brigadas de salud cada una integrada por un Médico, Biólogo, Enfermero y Técnico en enfermería, (...)</p> <p>(...)</p> <p>20. Control de calidad del agua: (...)</p> <p>Hasta el 20 de marzo, se distribuyó 374 bidones para cloración de agua, en las comunidades con mayor riesgo ubicadas en la ribera del río Chiriaco, (...)</p>	<p>actividad petrolera los que se enfrentan con una potencial exposición a cualquiera de las tres rutas.</p> <p>777. Asimismo, refirió que los efectos en el hombre ante una intoxicación aguda al petróleo crudo <u>no son de duración permanente, a menos que las concentraciones de los compuestos sean inusualmente altas.</u> (...)</p> <p>780. Durante la intervención se atendió en consulta médica a 463 personas, los medicamentos entregados fueron a libre disposición (sin importar el seguro de salud) fueron medicamentos entregados por el Ministerio de Salud - MINSA, así mismo se realizó sesiones educativas sobre cloración del agua a 410 personas y visitas domiciliarias para consejería sobre cloración de agua domiciliaria a 245 personas, en cada comunidad visitada se entregó insumos para la cloración del agua.</p> <p>781. Por otra parte, se refirió a que hasta el 20 de marzo del 2016 se distribuyeron 374 bidones para cloración de agua, en las comunidades con mayor riesgo ubicadas en la ribera del río Chiriaco: (...)</p> <p>782. En ese sentido, el "Informe Final: (...) concluye que existieron 243 personas expuestas directamente al crudo, de las cuales 39 presentaron sintomatología directamente relacionada a los hidrocarburos. Adicionalmente, se indicó que en las actividades de seguimiento a los casos, realizado en los seis meses posteriores a la exposición, no se identificó sintomatología sugerente a nueva intoxicación.</p>	<p>tanto, el presente informe no acredita de manera objetiva el daño muy grave que pudieron haber tenido.</p>
---	---	---

Handwritten signature or mark at the bottom left of the page.

Análisis del TFA:

A juicio de esta Sala, los tres informes emitidos por la Diresa Amazonas, acreditan certeramente la afectación al bienestar físico de los pobladores, ya que no solo a partir de una exploración médica inicial de las 243 personas que tuvieron contacto con el hidrocarburo se constataron las consecuencias del derrame, sino porque, además, la mencionada autoridad efectuó —en el marco de sus funciones— un seguimiento de los 39 pobladores cuyo contacto con el petróleo crudo originó la presencia de signos y síntomas propios de intoxicación; materializándose en la emisión de un informe final, que se traduce en la individualización de los afectados por el mencionado derrame.

De otro lado, se ha de tener en cuenta que —contrariamente a lo señalado por Petroperú— las brigadas que formaron parte de las verificaciones, según refiere la propia dirección, estaba conformada por personal médico y técnico (véase punto 21 del presente cuadro); quienes, por otro lado, se desplazaron por las áreas propensas a afecciones como consecuencia del derrame de hidrocarburo.

Respecto, del argumento según el cual no existe documento alguno que acredite fehacientemente la existencia de un daño muy grave a la salud, este Colegiado considera necesario acotar que la literatura médica no recoge lo que ha de entenderse por *gravedad* en sentido estricto, de ahí que la magnitud del impacto de un evento (trasladada al ámbito que nos compete) deberá circunscribirse —necesariamente— al caso concreto de las personas afectadas; para tal fin, el criterio de la gravedad sobre la salud de las personas ha de ponderarse en función de las circunstancias y las condiciones particulares en las que se produjo el impacto (tales como las condiciones sanitarias preexistentes o incluso la comorbilidad de fondo de cada persona), dado que las consecuencias o la magnitud del contacto con el hidrocarburo no pueden entenderse similares en poblaciones sometidas a precariedad sanitaria o en una persona con el sistema inmune debilitado que aquellas donde dichas circunstancias no convergen.

Finalmente, en torno a que la sintomatología presentada por las 39 personas identificadas obedece a un evento temporal que no manifiesta un daño real y muy grave a la vida y salud de las personas alegada por Petroperú, se debe tener en cuenta que la gravedad o no del daño a la salud (en los términos que nos competen y conforme se precisó) no debe asociarse exclusivamente a la temporalidad de la sintomatología¹⁰⁴ presentada por aquellos; sino que, por el contrario, aunado a la verificación realizada por los especialistas (personal médico de la Diresa Amazonas) de los signos¹⁰⁵ que presentaron los pacientes (recordemos que, de la información proporcionada en el informe sometido a análisis, se advirtió que 19 de aquellas presentaban eczemas) y la incidencia de estos según el *statu quo* del individuo en particular, debe considerarse el impacto en los otros componentes de su salud (como los relativos a su bienestar mental y social).

Bajo dichas premisas, contrariamente a lo señalado por el recurrente, la información remitida por la Diresa Amazonas, sí permite constatar, de manera objetiva, la existencia de un daño a la salud física de las personas sometidas a exploración médicas (acreditándose de manera

¹⁰⁴ La Real Academia de Nacional de Medicina de España (RANM), define los síntomas como la *Manifestación de una enfermedad o de un síndrome que solo es percibida por el individuo que lo padece. Cuando una alteración puede ser percibida tanto por el enfermo como por un observador externo es un signo (por ejemplo, la fiebre), pero la sensación subjetiva que la acompaña (por ejemplo, la cefalea) es un síntoma.*
Recuperado de: <http://dtme.ranm.es/terminos/sintoma.html?id=132>
Consulta: 15 de noviembre de 2019

¹⁰⁵ Por su parte, la RANM define los signos como aquella *Manifestación objetiva de una enfermedad o un síndrome, que resulta evidente para un observador diferente del sujeto que lo presenta. Puede ser espontáneo o provocado por una maniobra exploradora.*
Ibidem

individualizada y objetiva); documentación que, en esa medida, junto con los restantes medios probatorios recabados, permite constatar el daño muy grave a la salud de las personas desde la perspectiva de todos los componentes que la constituyen.

Elaboración: TFA

Cuadro N° 13: Análisis de la Información aportada por el Minagri

Documentación aportada		
Informe N° 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>(...) Con respecto a daños causados en cultivos de arroz, según nos informó los representantes del Gobierno Regional de Amazonas y el representante de Petroperú existen 10.75 ha de arroz, las mismas que están en plena floración (...) las 2 parcelas están juntas y en el mismo estadio de ciclo de cultivo.</p> <p>Al respecto se ha verificado in situ que, el agua para riego de las parcelas de arroz era captadas de la quebrada Inayo en el punto km 3.00, por lo que se ha clausurado temporalmente dicha bocATOMA desde la fecha del derrame de petróleo, como se indicó anteriormente el cultivo estaba en plena etapa de floración y al no tener las condiciones adecuadas se ha perdido el cuajado del grano". (...)</p>	<p>(...) 788. De acuerdo al Informe N° 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA del 8 de marzo del 2016¹⁰⁶, el MINAGRI efectuó entre los días 03 y 04 de marzo 2016 una visita desde el cauce de la quebrada Inayo hasta la desembocadura del río Chiriaco. Producto de dicha inspección, el MINAGRI determinó que producto del derrame, se afectaron plantaciones de plátano, cacao y bambú¹⁰⁷; además, se produjeron daños a cultivos de arroz que estaban en etapa de floración debido a que el agua utilizada para el riego de dichas parcelas provenía de la quebrada Inayo: (...)</p> <p>789. Corresponde precisar que en el informe del MINAGRI también se hace referencia al porcentaje específico de cosecha de arroz que se podría perder, no obstante, esta pérdida de producción configuraría un hecho</p>	<p>El Ministerio de Agricultura y Riego en su Informe solamente señala que producto del derrame se afectaron plantaciones de plátano, cacao y bambú; al igual que los otros documentos citados anteriormente no logra acreditar de manera objetiva que las personas hayan sufrido una muy grave afectación a su salud. Por tal consideración el presente informe no puede ser valorado como determinante para establecermos responsabilidad.</p>

¹⁰⁶ Dicho informe fue remitido al OEFA mediante el Oficio N° 066-2016-MINAGRI-DVDIAR con registro de trámite documentario N° 2016-E01-026191. Ver folio 1448 del expediente.

¹⁰⁷ Página 7 a 9 del Informe N° 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA. Ver folio 1448 del expediente:

"En la parte baja de la línea de conducción del oleoducto, se visualiza en aproximadamente 1.00 ha. que por efecto de la explosión el crudo de petróleo ha salpicado en un radio de 70 a 80 m. aproximadamente, cubriendo las plantaciones de plátano y cacao, la cual ha sido limpiada y podada algunas otras.

Desde el punto 100 m. del curso de la quebrada Inayo hasta al punto 450 m. se visualiza parcelas de plantaciones de cacao, algunas de ellas están muy cerca a la rivera, las cuales podrían ser afectadas en sus raíces por el crudo de petróleo impregnado en los taludes del cauce; si consideramos la franja de libre disponibilidad de 7.5 m. a cada lado de la rivera del cauce, representaría aproximadamente 0.2 ha afectadas; los efectos se verían en aproximadamente 2 a 3 meses.

En los puntos 350 m. 400 m. y Km 3.00 se visualiza cepas de bambú (caña Guayaquil), las cuales también podrían ser afectados a través de sus raíces por estar muy próximos al cauce que fuera invadido por el crudo de petróleo".

Documentación aportada		
Informe N° 043-2016-MINAGRI-PEJSIB-DRENAMA		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
4.3 En cuanto al cultivo de arroz, según información tanto de los funcionarios de la Región Amazonas y de Petroperú, las pérdidas se determinarán después de la cosecha, sin embargo, de la evaluación realizada consideramos que se tendrá una pérdida del 30% aproximadamente (...)	determinante en la población, sobre todo si se toma en cuenta que el porcentaje de pobres extremos -que no cubren su canasta básica- en el distrito de Imaza es de 42.7%.	
Análisis del TFA:		
<p>Del informe evaluado, se desprende que, a partir de la verificación <i>in situ</i> realizada por el Minagri, dicha autoridad constató que, producto del derrame de Imaza, no solo se produjo la pérdida plantaciones de plátano, cacao y bambú —como señala Petroperú—, sino que, además, se clausuró la fuente de riego de los cultivos de arroz (esto es, el agua captada de la quebrada Inayo); que, para entonces, pese a estar plena etapa de floración, dada la falta de las condiciones se perdió el cuajado del grano¹⁰⁸.</p> <p>De ahí que, el argumento en virtud del cual Petroperú asevera que la información presentada por el Minagri no logra acreditar, de manera objetiva, que las personas hayan sufrido una muy grave afectación a su salud, carece de sustento; en tanto, se ha de reiterar que la salud no solo ha de ser vista desde la perspectiva de la ausencia de enfermedades, sino que abarca también un componente social cuya afección también ha de ser considerada.</p> <p>Siendo que, dicha circunstancia, fue válidamente constatada por el mencionado organismo; lo que dadas las características sociodemográficas de la zona afectada permite a este Colegiado aseverar la existencia de un grave detrimento, máxime si las pérdidas constatadas por el Minagri se constituyen como la fuente de subsistencia principal de las poblaciones afectas; correspondiendo en ese sentido, desestimar lo argumentado por el recurrente también en este extremo.</p>		

Elaboración: TFA

¹⁰⁸ Circunstancia que, en esa línea, permitió a la dicha instancia —en el marco de sus competencias y sobre la base de la información recopilada a partir de los propios funcionarios de la región Amazonas y de Petroperú— concluir que el cultivo de arroz se daría en un 30% aproximadamente.

Cuadro N° 14: Análisis de la Información aportada por el Sanipes

Documentación aportada		
Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Morona y Chiriaco. Siendo el plomo y cadmio indicadores de contaminación petrolera. ▪ Debido a la posible afectación de las cuencas por el derrame en las zonas de Chiriaco y Morona, la población de peces, han migrado o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva, posterior al evento del derrame de petróleo crudo. (...) ▪ Por lo anteriormente expuesto, los peces de las zonas afectadas (ríos Chiriaco y Morona) No son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de estas zonas. 	<p>(...)</p> <p>792. En base a lo anterior expuesto, SANIPES <u>concluye que debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Chiriaco, siendo los metales plomo y cadmio indicadores de contaminación petrolera (...)</u></p> <p>793. Asimismo, el plomo y el cadmio son metales bioacumulables que causan daño tóxico al ingerido por el ser humano, como parte la alimentación. Y debido a la afección de la cuenca Chiriaco, la población de peces ha migrado a otras áreas o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva producto del derrame de hidrocarburos.</p> <p>794. Por ende, SANIPES señala que, durante la primera intervención a Chiriaco se determinó que los peces de la zona afectadas no son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de esta zona.</p>	<p>Al respecto, en nuestros descargos a la resolución Subdirectoral N° 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM, del 09.05.2019, precisamos que, mediante Carta N° 169-2016-SANIPES/DSNPA (ANEXO A), SANIPES sustituyó el informe al que hace referencia OEFA para establecer que las concentraciones de plomo y cadmio están presentes por causa de los derrames de Morona y Chiriaco. En dicho informe, SANIPES menciona lo siguiente: "Al respecto, al no haber considerado información de parámetros fisicoquímicos tomados de los ríos donde se realizó la toma de muestras, se consideró remitir el Informe N° 052-2016-SANIPES/DSNPA, el cual sustituye al informe 044-2016-SANIPES/DSNPA, donde se consideran los resultados y pronunciamiento de acuerdo a las competencias de SANIPES". Es por este motivo que, en las conclusiones del Informe N° 052-2016-SANIPES-DSNPA (ANEXO B), no se asocia las concentraciones de plomo y cadmio como indicador de la contaminación petrolera.</p> <p>Por lo dicho anteriormente, OEFA debe basar sus imputaciones en información oficial que no sea obsoleta y que conlleve a afirmar la existencia de</p>

		<p>una asociación de metales pesados en peces con el transporte de hidrocarburos. El hecho que OEFA reincida en dicha afirmación habiendo sido advertido de la enmienda efectuada por SANIPES y contando con la documentación sustentatoria correspondiente evidencia la dirección tendenciosa e inadecuada por parte del OEFA en la atención del proceso en curso.</p> <p>En conclusión, SANIPES ha precisado que la presencia de metales pesado en las muestras de peces no puede asociarse a los derrames, considerando que existen otras fuentes como la limnología propia de los cuerpos de agua de la zona, la inadecuada gestión de residuos sólidos comunes y peligrosos a lo largo de toda amazonia, las diferentes actividades económicas, etc.</p>
--	--	---

Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>▪ Según los resultados obtenidos en las muestras de Chiriaco y Morona de la última intervención del 30 de mayo al 01 de junio, las especies monitoa, bagre, sardina, piraña y mota ruo, boquichico y mota punteada, presentan cadmio fuera de los Límites Máximos Permisibles y la muestra de piraña presenta mercurio que excede los</p>	<p>(...)</p> <p>796. No obstante lo indicado por el SANIPES en su muestra testigo, cabe señalar que el Boquichico <u>no es una especie adecuada para usarlas como especies testigo</u>, ello en razón de que dicha especie posee un patrón migratorio de medianas distancias (100 - 1000 km), y una muestra testigo debe de poseer un patrón migratorio corto.</p> <p>797. Por lo tanto, el resultado analítico obtenido por la muestra testigo no desvirtúa ni contradice en análisis de causalidad entre el exceso de metales pesados en peces producto del derrame de hidrocarburos, realizado por el SANIPES en su primera intervención en Chiriaco.</p>	<p>Petroperú no formuló argumento alguno.</p>

<p>Límites Máximos permisibles, al ser estos metales pesados bioacumulables, podrían considerarse un peligro para la salud de la población. (...)</p> <ul style="list-style-type: none"> Los peces de las zonas monitoreadas (...) NO SON APTOS para el consumo. 		
---	--	--

Análisis del TFA:

Respecto al primer argumento señalado por el administrado (referido a que el Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA fue sustituido por el Informe N° 052-2016-SANIPES/DSNPA), este Colegiado considera oportuno señalar que, en la misma línea que Petroperú, este no se constituye como un medio idóneo a efectos de sustentar la fundamentación efectuada por la DFAI, en la medida en la que fue la propia autoridad emisora quien descartó el contenido de lo consignado en aquel.

En ese mismo sentido, y pese a que en el Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA —empleado por la Autoridad Decisora también como medio de prueba— incluye los resultados obtenidos en la primera intervención a Chiriaco y consignados en el Informe N° 052-2016-SANIPES/DSNPA, cierto es que este tampoco puede ser considerado como medio de prueba válido, pues a partir de este el Sanipes solo concluye que los peces que habitan en los cuerpos de agua afectados por el derrame de Imaza, presentan metales pesados en su organismo, volviéndolos no aptos para el consumo, sin mencionar información relevante respecto de la disponibilidad de los mismos en dichos cuerpos de agua.

En ese sentido, considerando que ambos documentos por sí mismos no permiten atribuir a Petroperú la existencia de un daño grave a la salud desde la perspectiva social, corresponde sean descartados como pruebas para tal efecto.

Elaboración: TFA

Cuadro N° 15: Análisis de la Información aportada por el INDECI

Documentación aportada		
Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0 ¹⁰⁹		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>1. De acuerdo a la Evaluación Preliminar de Daños de las localidades afectadas del distrito de Imaza, de la provincia de Bagua en el departamento de Amazonas a consecuencia del derrame de petróleo de algunos sectores del Tramo II del Oleoducto Nor Peruano se observa la magnitud de daños en la salud de la población, medios de vida, sector agropecuario y ecosistema. En dichas localidades del distrito de Imaza, se tienen que adoptar las medidas inmediatas y</p>	<p>(...)</p> <p>798. En el Informe Situacional N° 0001-2016-INDECI/11.0, el INDECI indicó que a población total del distrito de Imaza asciende a 7219 personas; no obstante, a consecuencia del rompimiento de las contenciones del crudo de la quebrada Inayo, éste fue llevado hasta los ríos Chiriaco y Marañón afectando las siguientes localidades de <u>Chiriaco, Chipec, Villa Hermosa, Inayo, Wanchints, Nazareth, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren</u>, haciendo al último reporte del 27 de febrero del 2016¹¹⁰ (...)</p> <p>799. Finalmente, el informe recomendó que se traslade la información descrita a la Presidencia del Consejo de Ministros a fin que se declare el estado de emergencia de las localidades de Chiriaco, Chipec, Villa Hermosa, Inayo, Wanchints, Nazareth, Wachapea, Nuevo Progreso y Samaren.</p>	<p>El Informe de INDECI no debió ser valorado como un medio probatorio que acredite un daño a la salud, ya que dicho informe solo establece la cuantificación de las personas e identificación de las comunidades afectadas, mas no prueba o aporta información relacionada con el daño muy grave a la salud de las personas.</p>

¹⁰⁹ Documento que obra a folio 816.

¹¹⁰ Al respecto, se señaló como número de afectados, el siguiente detalle:


Tabla N° 79

Ubicación	Vida y salud		Agricultura - Infraestructura		
	Personas afectadas	Personas heridas	Áreas de cultivos destruidos (has)	Áreas de cobertura natural destruidas	Animales perdidos
Distrito de Imaza	3222	243	17	30	70


Fuente: DFAI

<p>necesarias en respuesta a la emergencia y efectuar los trabajos de rehabilitación de servicios básicos e infraestructura diversa. (...)</p> <p>4. La población total de las 10 localidades asciende a 7,219 personas, del cual hay una población con mayor riesgo de exposición que a la fecha se han registrado 243 casos atendidos por la Red de Salud de Bagua y que las Brigadas de Salud continúan efectuando el seguimiento y monitoreo de salud al resto de las localidades (...) teniendo en cuenta que la población ha sido severamente afectada a sus medios de vida, ya que se continúa el muy alto grado de exposición a pesar que el agua de consumo humano no es exclusivamente de estos ríos, pero las aguas siguen siendo utilizadas para actividades de pesca, tareas domésticas como lavado de ropa y actividades recreacionales, a pesar de la información brindada por el personal de salud sobre el riesgo de la exposición. (...)</p>	<p>800. En ese sentido, mediante las actividades de seguimiento y vigilancia de INDECI, se permite tener cuantificación adecuada de las personas y comunidades afectadas por el derrame de Imaza.</p> <p>801. Aunado a lo anterior, en el Informe de Emergencia N° 124-05/03/2016/COEN-INDECI//16:00 HORAS, el INDECI reafirma que la cifra de afectados al 3 de marzo del 2016 es de 3222 personas afectadas por el derrame de Imaza.</p>	
--	--	--

Imab



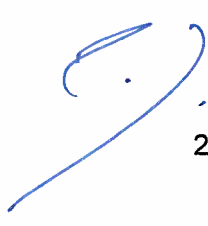
Análisis del TFA:



Como se colige del detalle descrito, a través de la información proporcionada por el INDECI fue posible obtener la data de todas aquellas personas que, al haber estado en contacto con el petróleo crudo, fueron atendidas por personal de la Diresa Amazonas; de ahí que, en contraposición a lo manifestado por Petroperú, este sí puede ser valorado como medio probatorio idóneo para la identificación e individualización de las personas cuya salud se vio mermada como consecuencia de la emergencia ambiental ocurrida en el km 440+781 del Tramo II del ONP. El cual, en todo caso, deberá ser valorado, de manera conjunta, con la documentación restante aportada por las demás autoridades que sean encargadas de la verificación del mencionado acontecimiento.


En consecuencia, este se constituye como uno de los elementos probatorios válidos para la determinación de la existencia del daño muy grave a la salud de las personas.

Elaboración: TFA




262. Partiendo de lo esbozado, a juicio de esta Sala, toda la documentación empleada por la Autoridad Decisora permite —de manera conjunta— probar la existencia de un daño muy grave a la salud de las personas, dado que, a partir de su análisis conjunto, se pudo constatar la existencia de un menoscabo a la salud desde la perspectiva de todos los componentes de esta, vale decir, la afectación del bienestar físico, mental y social.

263. Conclusión a la que fue posible arribar considerando que:



263.1 La salud, conforme se ha señalado, no puede ser entendida de manera exclusiva como la ausencia de enfermedades o la existencia de un estado óptimo de bienestar físico; siendo necesaria, además, su valoración como un estado completo que, aunado al anterior, se extiende al bienestar mental y social de la persona.



263.2 Esta concepción que, si bien puede denotar cierto carácter inalcanzable, ha llevado a que, desde la perspectiva médica, la constatación del buen estado de salud se realice a través del empleo de indicadores con distintos niveles de medición; lo cual resulta relevante para el esclarecimiento de la presente cuestión controvertida, toda vez que a juicio de este Colegiado, la gravedad de su afección implicará necesariamente la valoración de las circunstancias que vienen asociadas a cada persona o el grupo poblacional afectado.

263.3 Así—conforme lo ha señalado la Organización Panamericana de la Salud¹¹¹ (OPS)— medir variables de salud abarca diferentes niveles de medición que puede generarse de dos maneras¹¹²:

1. Por la observación directa de la persona (por ejemplo, la presión arterial de las personas, el acceso de las personas a los servicios de salud cuando los necesitan).
2. Por la observación de un grupo poblacional o un lugar mediante tasas y proporciones (como la tasa de prevalencia de hipertensión o el porcentaje de adolescentes entre 15 y 19 años de edad que son madres), medias (media de consumo de sal per cápita en un municipio) y medianas (mediana de supervivencia de enfermos con cáncer), entre otras.

263.4 Valoración que, en esa línea, no hace más que corroborar que la postura adoptada por cada una de las instancias intervinientes en la tramitación del presente PAS es la correcta, habida cuenta que el grado de incidencia de un impacto ambiental en la salud de las personas —como el analizado— (esto es, la gravedad de su repercusión), no puede realizarse valorando la existencia únicamente de *parámetros anormales o extremos*, como señaló Petroperú en su audiencia de informe oral; sino que, por el contrario, esta debe ser estimada simultáneamente abarcando la incidencia de sus efectos negativos en el conjunto de los componentes (físico, mental y social) que constituyen el concepto salud:

✓ Daños en el bienestar físico:

263.4.1 Quedó acreditado fehacientemente —sobre la base de la información remitida por la DIRESA Amazonas y del Centro de Operaciones de Emergencia Nacional (COEN) del INDECI¹¹³— qué localidades se vieron afectadas; siendo posible la identificación de las personas que, por la exposición al petróleo crudo, vieron mermada su salud física:

¹¹¹ ORGANIZACIÓN PANAMERICANA DE LA SALUD. *Indicadores de Salud: Aspectos conceptuales y operativos (Sección 1)*.

Recuperado de: https://www.paho.org/hq/index.php?option=com_content&view=article&id=14401:health-indicators-conceptual-and-operational-considerations-section-1&Itemid=0&limitstart=1&lang=es

Consulta: 15 de noviembre de 2019

¹¹² Morgenstern. *Ecologic studies in epidemiology: concepts, principles, and methods*. Annu Rev Public Health. 1995;16:61-81.

¹¹³ A través del Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI/16:30 HORAS (Reporte N° 02), que obra a folio 816.

**Cuadro N° 16: Localidades y personas afectadas por el derrame
acaecido en Imaza**

Localidad	Cantidad de pobladores expuestos directamente al hidrocarburo
Pakún	34
Wachapea	115
Nuevo Progreso	53
Nazareth	41
Total	243

Elaboración: TFA

263.4.2 Del total de dicha población, se logró individualizar y establecer que fueron 39 personas las que presentaron signos¹¹⁴ (eczemas) y síntomas (cefaleas, náuseas y distensión abdominal), cuya proporcionalidad según la atención recibida, se registra a continuación¹¹⁵:

**Cuadro N° 17: Signos y síntomas
presentes en las 39 personas afectadas**

Afecciones	Porcentaje %
Cefaleas	51
Dermatitis	41
Náuseas	2
Total	243

Fuente: Informe N° 002-2016-G.R.AMAZONAS-DRA-RSB-DSP-PPCMP
Elaboración: TFA

263.4.3 Asimismo, se debe tener presente que, de acuerdo a lo constatado por el Ministerio de Cultura, a lo plasmado en el Informe de Supervisión Directa - Imaza ¹¹⁶; así como lo

¹¹⁴ La cual no solo se basó únicamente en la anamnesis del paciente, como señala el administrado, sino que fue objetivamente verificada por el personal sanitario a cargo.

¹¹⁵ De las 39 personas identificadas con sintomatología relacionada a la exposición al petróleo crudo, el 51% presentó cefaleas, el 41% dermatitis y en menor medida el 2% presentó náuseas.

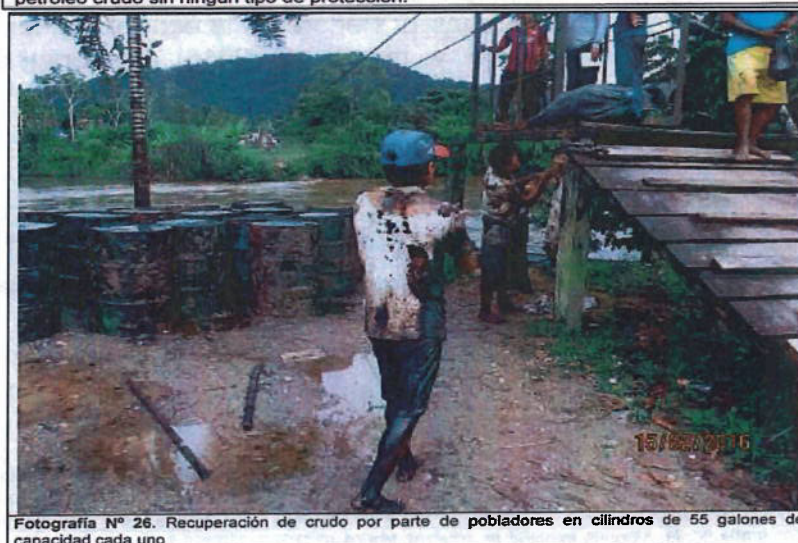
¹¹⁶ Fotografía 26 y 56 del Informe de Supervisión Imaza que obra a folios 816:

indicado por el Indeci, las personas de las comunidades nativas, incluyendo niños de entre 3 a 5 años, tuvieron contacto dérmico con el crudo¹¹⁷ sin contar con vestimenta o implemento alguno que protegiera sus rostros y extremidades inferiores y superiores del petróleo.

263.4.4 Llegados a este punto, resulta importante acotar que la primera instancia identificó que la exposición al hidrocarburo no solo fue propia de los pobladores de la zona, sino incluso de los propios trabajadores de Petroperú (encargados de las labores de recolección), quienes, aun cuando usaban elementos de protección personal (en adelante, EPP), así como máscaras de gas y



Foto 56: Se observa pobladores de la zona que se encontraban impregnados con petróleo crudo sin ningún tipo de protección.



Fotografía N° 26. Recuperación de crudo por parte de pobladores en cilindros de 55 galones de capacidad cada uno

¹¹⁷ Debe señalarse que, entre las 39 personas identificadas por la DIRESA Amazonas, se encontraban 2 niños de entre 3 a 5 años, 8 niños de entre 7 a 12 años, y 5 niños de 13 a 14 años.

máscaras de polvo para protegerlos de las inhalaciones de los vapores del crudo, también se vieron afectados¹¹⁸.

263.4.5 Siendo que, de la revisión de los actuados obrantes en el expediente, se tiene que en ambos grupos están presentes los datos de morbilidad respecto del porcentaje de incidencia de dermatitis y cefalea en ambos grupos, siendo el elemento diferencial las EPP con las que contaban los trabajadores y contratistas de Petroperú, en comparación con la exposición directa de los pobladores (sin protección)¹¹⁹:

Cuadro N° 18: Comparación de síntomas y signos de los pobladores expuestos a hidrocarburos y trabajadores de Petroperú

		Trabajadores de Petroperú ¹²⁰	39 personas identificadas
Signos y síntomas	Cefaleas	Si: 14%	Si: 51%
	Dermatitis	Si: 3%	Si: 41%

Elaboración: TFA

263.4.6 Aunado a dicha información, resulta relevante indicar que, en fechas posteriores a la ocurrencia del derrame (entre febrero y marzo de 2016), personal de la DIRESA

¹¹⁸ Hechos que pueden ser corroborados a través de las fotografías N°s 15 a 17, 22, 24, 25, 30 y 41 del Informe de Supervisión Imaza 1, contenidas en el Informe de Supervisión de Imaza que obra a folio 816.

¹¹⁹ Exposición directa de pobladores que está documentada por la DS, Ministerio de Cultura, DIRESA Amazonas y medios periodísticos.

¹²⁰ Respecto de las patologías registradas en atención de salud en tópicos de Petroperú (febrero – marzo 2016), la DIRESA Amazonas señaló lo siguiente:

Desde el 26 de enero fecha que iniciaron las operaciones de recojo de crudo derramado en la localidad de Inayo hasta el 15 de marzo de 2016, en la localidad de Inayo en el tópicos del campamento del tramo 440+781 – Petroperú, se atendió 289 personas, de ellos 164 (56,7%) fueron trabajadores de la misma zona. En el gráfico 6 se clasifican las 10 primeras causas de morbilidad en el tópicos, siendo la primera causa las infecciones respiratorias agudas (16%) y en segundo lugar cefalea (14%) este segundo diagnóstico puede relacionarse con la exposición a hidrocarburos (...)

Información recabada del Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemiológica post desastre por derrame de petróleo en el Distrito de Imaza/Provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero de 2016. (Folio 816)

Amazonas atendió a 485¹²¹ pobladores de las localidades de Chiriaco y Nazareth; advirtiéndose que, dentro de las principales patologías, las de cefaleas y dermatitis configuraron porcentajes poco representativos¹²² al detectado en fechas inmediatamente posteriores a la ocurrencia del derrame: siendo que para la primera ascendió a 4.8% y la segunda a 3.3%.

263.4.7 Los datos consignados en los puntos 265.4.5) y 265.4.6) permiten constatar, entonces, la vinculación directa de la sintomatología presentada por las 39 personas atribuyéndola al contacto con hidrocarburo, respecto de aquellos casos en los que o bien no tuvieron un contacto directo con este (por estar dotados de medidas de seguridad) o bien acudieron tiempo después de la emergencia ambiental, difiriendo de manera considerable. Conclusión que —en esa línea— permite entender que la

121

Cabe señalar que en el Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserío Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Región Amazonas - Enero 2016, se consigna dicha información, con el siguiente detalle

Cuadro 2. Número de personas atendidas por especialistas en La localidad de Nazaret y Chiriaco, distrito Imaza, febrero - Marzo del 2016.

ESPECIALIDAD	Febrero			Marzo										TOTAL
	27	28	29	1	2	3	4	5	6	11	12	14	15	
INTERNISTA	6	14	49	15	26	18	15	27	13	0	10	10	11	222
PEDIATRA	1	21	36	12	35	29	0	3	0	0	7	2	3	162
DERMATOLOGO	3	9	30	4	0	0	21	10	0	0	0	0	0	77
NUTRICIONISTA	0	0	0	0	0	0	7	2	0	0	0	0	0	9
PSICOLOGO	1	1	2	0	0	0	0	2	0	2	0	0	0	8
NEUMÓLOGO	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	7
TOTAL	11	45	117	31	61	47	43	51	13	10	17	25	14	485

Fuente: Historias clínicas, CS Chiriaco.

122

A continuación, se muestran las principales afecciones:



Fuente: Informe Final: Evisap derrame de petróleo en el caserío Villa Hermosa – Distrito Imaza / Provincia Bagua – Región Amazonas - Enero 2016

dermatitis proliferada en un 41%¹²³ en la zona y fecha del derrame respecto de las 39 personas identificadas, no puede ser considerada como un proceso aislado de dicha emergencia, siendo esta ocasionada por la dispersión del material tóxico como lo es el petróleo crudo.

263.4.8 Por ende, este Tribunal considera que el daño a la salud física de las personas fue determinado de manera objetiva, individualizado y debidamente acreditado, a partir de la información recabada como consecuencia de las acciones de supervisión y de la cooperación interinstitucional realizada a través de las respectivas verificaciones *post* emergencia ambiental¹²⁴.

✓ Daños en el bienestar social:

263.4.9 La constatación de la grave afección a este componente de salud, parte de traer a colación el perfil demográfico propio del distrito de Imaza, el cual —según la información proporcionada por el Ministerio de Cultura¹²⁵— se caracteriza, entre otros, por lo siguientes aspectos:

- a) El 42.7% de su población se encuentra en situación de pobreza extrema.
- b) Entre las principales actividades que se desarrollan en sus diversas localidades, se encuentra la pesca (como principal actividad de subsistencia) y otras como de agricultura, ganaderas y de caza.

263.4.10 Circunstancias que ameritan ser definidas, pues como consecuencia del derrame de Imaza, fue posible acreditar:

❖ El impacto negativo ocasionado en las actividades de pesca:

263.4.10.1 Pues, al entrar en contacto el hidrocarburo con los cuerpos de agua de la zona, se produjo no solo la migración de los peces sino también su mortandad; hecho que quedó evidenciado en las fotografías adjuntas al Informe de Supervisión Directa -

¹²³ Conforme se señala en el Informe de Seguimiento: Vigilancia epidemiológica *post* desastre por derrame de petróleo en el Distrito de Imaza/Provincia Bagua/Región Amazonas – enero, febrero de 2016.

¹²⁴ Ver pie de página 111.

¹²⁵ Según lo consignado en el Oficio N° 0061-2016-VMI-MC, que obra a folio 816.

Imaza¹²⁶.

263.4.10.2

De ahí que, si bien la información presentada en el Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA, recabada como consecuencia de la verificación *in situ* realizada post derrame, fue descartada por esta Sala al no aportar información respecto a la reducción en el número de peces en los cuerpos de agua afectados por el derrame en el distrito de Imaza (que si fue evidenciada en el Informe de Supervisión), haciendo mención únicamente a la presencia de metales en el organismo de los peces, concluyendo que estos no son aptos para el consumo humano); ello, en nada enerva la responsabilidad de Petroperú respecto a la generación de daño real a la salud de las personas, desde una perspectiva social, expresado como la disminución del abastecimiento de peces para el consumo de las comunidades asentadas en los alrededores de los cuerpos de agua afectados por el referido derrame.

263.4.10.3

Hechos que, de manera conjunta, permiten acreditar de manera certera la gravedad del daño ocasionado al componente social de los pobladores identificados por el COEN, puesto que al dedicarse en gran medida a dicha actividad (siendo esta su fuente directa de proteína) se vieron en la

¹²⁶

Conforme se aprecia del siguiente reporte fotográfico:



Fuente: Imagen N° 15 del Informe de Supervisión de Imaza

necesidad de cambiar su dieta diaria y reducir las porciones alimenticias de comida; situación corroborada por Petroperú a través de la Carta SEHS-JAAM-1397-2016¹²⁷, al señalar que:

(...), la población de las CCNN manifiesta temor al consumir pescado afectado. De manera general, se observa que en las comunidades nativas el pescado es uno de los recursos de mayor importancia, por tanto, la pérdida del mismo puede generar un desequilibrio en la economía y consumo familiar.

Al darse la restricción de pesca, los pobladores recurrieron a las cochas y quebradas de sus respectivas comunidades y tuvieron que agenciarse de peces de menor envergadura, **reduciendo las porciones alimenticias en las comidas diarias.** Otra de las estrategias asumidas por la población es la recolección de caracoles y cangrejos de las quebradas, producto que antes del derrame no se consumía tanto.

Además, se incrementó la recolección de suri, chonta, cocona y pituca. A las fechas del trabajo de campo, ninguna institución les había informado si podían o no, volver a pesca.

❖ El impacto negativo ocasionado en las actividades de caza:

263.4.10.4 El aporte proteico a la dieta diaria de los pobladores de las zonas aledañas al derrame se basa en el consumo de la fauna silvestre presente en dichas áreas; siendo que, tras el acaecimiento del derrame de petróleo, los mamíferos predominantes en aquella, disminuyeron al grado de no evidenciarse presencia alguna de los mismos.

263.4.10.5 Por ende, aun cuando el administrado asevere en su recurso de apelación que es incorrecta la afirmación efectuada por el

¹²⁷ Escrito presentado con Registro N° 2016-E01-083546. Pag. 38 del Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Oleoducto Norperuano Informe Final al Cierre de Actividades”.

OEFA respecto a que, como consecuencia del hidrocarburo se produjo la afectación a la actividad de caza, dado que, en el Informe Técnico N° 030-2016-SERFOR-/DGIOFFS-DIV.2016., el Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre (SERFOR) indicó que «no se evidencia el aprovechamiento de fauna silvestre en los lugares de ocurrencia del derrame»; esta Sala considera necesario precisar que, es el propio informe emitido por la mencionada autoridad, donde se indica que la información socioeconómica recopilada en las áreas de afectación es referencial y permite evidenciar tendencias de uso.

263.4.10.6

De ahí que, al no ser concluyente, la primera instancia se sirvió de la información proporcionada por la DE del OEFA la que — tras los monitoreos ambientales de fauna silvestre realizados *in situ* del 31 de marzo al 22 de abril de 2016—, concluyó que mientras en las zonas sin afectación¹²⁸ (punto blanco) se registraron 5 especies de mamíferos de 4 órdenes y 5 familias taxonómicas, como el *Cuniculus paca* (majaz), *Dasyprocta variegata* (añuaje) y *Pecari tajacu* (sajino), en las zonas afectadas por el derrame¹²⁹ no se evidenció presencia alguna de mamíferos¹³⁰.

263.4.10.7

En ese sentido, a criterio de esta Sala, el menoscabo sufrido en las actividades de caza de los pobladores del distrito de Imaza, permite acreditar de igual manera el daño al bienestar social; al tratarse de uno de los mecanismos empleados por la población para proveerse del aporte proteico necesario dentro de su dieta diaria.

¹²⁸ Informe de Evaluación N° 1, Puntos Inayo 3 e Inayo 4, que obra en el folio 816.

¹²⁹ Y en las que Petroperú tuvo que realizar actividades de limpieza por estar impregnadas con crudo.

¹³⁰ Informe de Evaluación N° 1, p. 139, que obra en el folio 816.

❖ El impacto negativo ocasionado en las actividades agrícolas y pecuarias:

263.4.10.8 Con relación a este tipo de actividades, se ha de considerar que —conforme se desprende de la información presentada por el Minagri¹³¹—, los Awajún realizan prácticas productivas de agricultura y crianza pecuaria con bebedero en curso de agua afectado¹³² y alimentación de pastos¹³³; a su vez, la economía de las comunidades nativas próximas al río Chiriaco y Marañón está basada principalmente en la agricultura a pequeña escala, siendo la actividad agrícola básicamente para el consumo familiar.¹³⁴

263.4.10.9 Con ello en cuenta, al haberse constatado —mediante la información remitida por el Ministerio de Cultura— que el hidrocarburo alcanzó áreas agrícolas afectando a los cultivos de plátano, cacao, entre otros (empleados no solo para el autoconsumo de dichas comunidades sino también para su comercialización a otras ciudades del interior del país), esta Sala pudo corroborar, de manera certera, la afectación grave a la salud de aquellos, desde la valoración de su bienestar social; en tanto, la emergencia ambiental produjo un menoscabo en sus principales actividades económicas.

263.4.10.10 Así, la afectación no solo se materializó con la pérdida de los cultivos mencionados, sino también a partir de la falta de suministro de agua a efectos de que los cultivos de arroz —en su estadio de floración— culminaran con el cuajado previsto del grano; circunstancia acreditada de manera objetiva

¹³¹ Informe N° 049-2016-MINAGRI, p. 13, contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

¹³² Ibidem.

¹³³ Informe de Evaluación N° 1, p.227, contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

¹³⁴ Oficio N° 61-2016-VMI-MC, p.5, contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

por el Minagri, a través de la información proporcionada¹³⁵.

263.4.10.11 De otro lado, la individualización requerida en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230, toda vez que incluso el Gobierno Regional Amazonas en el Informe N° 004-2016-GRA-AMAZONAS/GRDE/DRA/DSFLPAVC/EJH Z¹³⁶ dejó constancia de la existencia de treinta (30) predios afectados directamente y ocho (8) agricultores arroceros habían sido afectados indirectamente, debido a que no podían instalar sus cultivos de la manera usual por la propia contaminación del medio de riego, esto es, de la quebrada Inayo.

❖ En torno a la accesibilidad al agua:

263.4.10.12 Como se desprende de los actuados obrantes en el expediente, la contaminación del agua quedó objetivamente probada, en tanto durante las acciones de supervisión se constató la migración del hidrocarburo por los cauces de los ríos cercanos a la zona del derrame (quebrada Inayo).

263.4.10.13 De forma que, al constituirse esta agua contaminada como uno de los medios a través de los cuales las personas identificadas por la DIRESA Amazonas tuvieron contacto directo con hidrocarburos en su calidad de elemento tóxico que originó la sintomatología presentada.

263.4.10.14 Por lo que con independencia del conducto de su transmisión (sea a través de pilones, pozos o directamente de la fuente natural), lo cierto es que fue el agua contaminada con el hidrocarburo la que provocó en la población de las localidades de Imaza el menoscabo de su bienestar físico al

¹³⁵ Como se señaló, el MINAGRI hace referencia al porcentaje específico de cosecha de arroz que se podría perder (30%), siendo que esta pérdida de producción se configura como un menoscabo determinante, sobre todo si se toma en cuenta que el porcentaje de pobres extremos -que no cubren su canasta básica- en la zona es de 42.7%.

¹³⁶ Registro N° 2016-E01-21396, del 21 de marzo de 2016.

presentar dermatitis en aproximadamente el 41%.

263.4.10.15 Sin perjuicio de ello, es de precisar que la referencia efectuada por la primera instancia para indicar que el pueblo Awajún hace uso de piletas o pilones en un 2.5% del total de su población a nivel nacional, parte de la información proporcionada por el Ministerio de Cultura en el 2015¹³⁷, la cual precisamente hizo referencia a la información publicada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática¹³⁸ (INEI) en el 2007; con lo que, los argumentos del administrado, en esta línea carecen de sustento al tratarse de información (al 2015) actualizada con anterioridad a la fecha del derrame.

✓ Daños en el bienestar mental:

263.4.11 Los tipos de afecciones antes desarrollados —vale decir, los impactos ocasionados desde el prisma del bienestar físico y social— inciden, finalmente, en la psique de la población afectada por el derrame de hidrocarburos, al generar en esta un estado de alerta e incertidumbre, en tanto los únicos medios de subsistencia (bien sea porque sirve para su consumo propio como para comercializar), se vieron afectados con la emergencia acaecida; impactando sobremanera en el desarrollo normal de sus costumbres al no poder interactuar con los elementos de su entorno.

263.4.12 En efecto, para este Colegiado, la salud mental de aquellos que se vieron expuestos al hidrocarburo difiere en mayor medida según las condiciones de la población afectada; en otros términos, que la población Awajún presente un marcado estado de dependencia respecto de los servicios ecosistemáticos que su entorno le pueda brindar acarrea en estos la perturbación ya no solo respecto de su capacidad de provisión alimentaria.

¹³⁷ Concretamente en la serie N° 2 del Libro Nuestros Pueblos Indígenas:
Recuperado: <http://repositorio.cultura.gob.pe/bitstream/handle/CULTURA/49/Los-pueblos-achuar-awajun-kandozi-y-wampis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
Consulta: 15 de noviembre de 2019

¹³⁸ Resumen ejecutivo de los censos nacionales 2007: XI de población y vivienda – Resultados definitivos de las comunidades indígenas.
Recuperado: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib0789/Libro.pdf
Consulta: 15 de noviembre de 2019

263.4.13 Así, resulta menester hacer hincapié en que, al tratarse de una población carente de recursos y de un acceso universal a la salud¹³⁹, son precisamente las particularidades poblacionales las que se constituyen como indicadores preponderantes para ocasionar en aquella la maximización del desasosiego ante la incapacidad de hacer frente a las acontecimientos provocados por la emergencia ambiental—y, por ende, a su supervivencia—, provocando cuadros de ansiedad en población que se encuentra ya en el decil (10%) más pobre de los distritos a nivel nacional¹⁴⁰.

263.4.14 Cabe agregar que los efectos en la salud mental producto de derrames de petróleo asociado a las diferentes variables sociodemográficas, han sido materia de desarrollo en la literatura médica; señalándose, por ejemplo, que ante los eventos ocurridos por el derrame de petróleo de *Sea Empress* o del *Prestrige*:

(...) Los resultados generales mostraron puntuaciones más altas o prevalencia de depresión, trastorno de ansiedad, estrés psicológico relacionado con eventos y trastorno de estrés posttraumático en las poblaciones expuestas al petróleo. Además, el papel importante del apoyo social/familiar y la ayuda económica se reportaron como moduladores de la manifestación de los síntomas, donde el apoyo social y económico adecuado permitió a las poblaciones y comunidades afectadas hacer frente a la angustia de los derrames de petróleo¹⁴¹ (...)

¹³⁹ Recordemos que según lo señalado por el Ministerio de Cultura a través del Oficio N° 0061-2016-VMI-MC (folio 816):

- i) El 6.8% de la población no cuenta con los servicios básicos de agua, desagüe y alumbrado eléctrico;
- ii) La tasa de analfabetismo es del 17.3%;
- iii) La tasa de desnutrición crónica en menores de 5 años de edad es de 56.5%;
- iv) El porcentaje de población en situación de pobreza es de 78.1%;
- v) El porcentaje de población en situación de pobreza extrema es de 42.7%;y,
- vi) El porcentaje de población que no tiene ningún seguro es de 47.2%.

¹⁴⁰ Informe Final al Cierre de Actividades - Servicio Técnico Especializado de Evaluación Ambiental y Social de las áreas afectadas por el derrame ocurrido en el km 440+781 del Oleoducto Norperuano, p.36.

¹⁴¹ LAFFON, B., PÁSARO, E., y VALDIGLESIAS, V. (2016). *Effects of Exposure to Oil Spills on Human Health: Updated Review*. Journal of Toxicology and Environmental Health, Part B.:

(...) General results showed higher scores or prevalence of depression, anxiety disorder, event-related psychological stress, and posttraumatic stress disorder in the oil-exposed populations. In addition, an important role for social/familial support and economic aid was reported as modulators of symptom manifestation where adequate social and economic support enabled the affected populations and communities to better cope with the distress of oil spills.

263.4.15 En ese sentido, en la misma línea que la DFAI, dado que el bienestar comunal se encuentra directamente comprendido en el derecho a la salud, conforme lo estableció el Tribunal Constitucional, al considerar que la salud puede ser enfocada desde tres perspectivas, individual, familiar, y comunitario o colectivo; a criterio de esta Sala, la acreditación objetiva de los impactos negativos sobre la salud tanto física como social de los pobladores del distrito de Imaza, permite corroborar adicionalmente, el impacto de dicho derrame en su bienestar mental.

a.2 Medios probatorios empleados para el derrame acaecido en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP:

264. Sobre el particular, de los actuados obrantes en el expediente, se verifica que, como medios de prueba, la Autoridad Decisora se sirvió de los que se detallan a continuación:

Cuadro N° 19: Medios probatorios empleados para probanza de daño grave a la salud - Morona

Derrame de petróleo crudo Morona	
Autoridad interviniente	Medio probatorio empleado
Oficina Descentralizada de Loreto (OD Loreto)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acta del 15 de febrero de 2016¹⁴² ✓ Acta del 16 de febrero de 2016
Dirección de Supervisión	264 Fotografías del Informe de Supervisión - Morona
Red de Salud del Datem del Marañón	265 Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404 ¹⁴³ 266 Oficio N° 001-2016-CSPA-EPIDEMIOLOGIA-MRM-RSDM-GRL ¹⁴⁴ 267 Oficio N° 159-2019-GRL-U.E./RSDM-404 ¹⁴⁵
Ministerio de Salud	268 Resolución Directoral N° 020-2016/DIGESA/SA, del 15 de febrero de 2016
DIRESA Loreto	269 Oficio Múltiple N° 055-2016-GRL-DRS-Loreto/30.09.04. ¹⁴⁶

¹⁴² Documento contenido en el Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA/DS-HID, pp. 403 a 439, contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

¹⁴³ Oficio N° 226-2016, contenido en el disco compacto que obra a folio 816.

¹⁴⁴ Ibidem.

¹⁴⁵ Oficio N° 159-2016-GRL-U.E.-RSDM-404, contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

¹⁴⁶ Oficio N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04, contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

Derrame de petróleo crudo Morona	
Autoridad interviniente	Medio probatorio empleado
	- Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS, Loreto/30.09.04 ¹⁴⁷
Gobierno Regional – Loreto (GORE Lotero)	270 Oficio N° 443-2016-GRL-DRSL/30.09.04 ¹⁴⁸ - Plan de Acción Integral de Salud en las Comunidades Expuestas por el Derrame de Petróleo; - Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS ¹⁴⁹
INDECI	271 Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI del 12 de febrero del 2016 ¹⁵⁰
SANIPES	272 Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA 273 Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA
Ministerio de Cultura	274 Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC, del 5 de abril de 2016

Fuente: Resolución Directoral I
Elaboración: TFA

265. En la misma línea que el análisis efectuado para el caso específico de Imaza, a continuación, se verificará el contenido de cada uno de los referidos documentos a partir de su comparación con la postura adoptada por la DFAI y los argumentos formulados por el recurrente, en aras constatar la suficiencia de los mismos:

Cuadro N° 20: Análisis de la Información aportada por el OD Loreto

Documentación aportada		
Actas de Supervisión 15 y 16/02/2016		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
Anexo de las Declaraciones Juradas, donde se consignan entre otras, la siguiente información: <i>Manifiesto que en mi comunidad, existen niños con síntomas desconocidos son 03</i>	(...) 1072. Los días 16 y 17 de febrero del 2016, el personal de la OD Loreto recabó declaraciones de pobladores de las comunidades nativas Mayuriaga, Puerto Alegría y Puerto América. Las personas que brindaron sus declaraciones manifestaron que niños y adultos presentaron síntomas de dolor de cabeza,	Durante la supervisión realizada por la OD Loreto entre el 16 y 17 de febrero de 2016, las personas manifestaron que presentaban síntomas de dolor de cabeza, fiebre, diarrea, vómitos, mareos y/o erupciones cutáneas como consecuencia del contacto directo o indirecto con el petróleo crudo. NO

¹⁴⁷ Oficio N° 189-2016-GRL-GGR-ARA-L, pp. 48 y 49, contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

¹⁴⁸ Oficio N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04, contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

¹⁴⁹ Páginas 30 al 60 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448 del expediente.

¹⁵⁰ Página 7 del documento digitalizado denominado "Reporte Complementario N° 130-12-02-2016", contenido en el disco compacto que obra a folio 816 del expediente.

Documentación aportada		
Actas de Supervisión 15 y 16/02/2016		
Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>niños de edades 03, 07 y 08 años siendo las 18.39 horas de 16 de febrero de 2016 y en la localidad de Puerto Alegría, distrito de Morona, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto suscribo la declaración jurada.</p> <p>(...) declaro bajo juramento que en la fecha mi hija (...) presenta los sgtes. síntomas: - vómito, fiebre 39.8°C, diarrea y párpados edematizados, cefalea, mareos. Lo que declaro para su verificación y fines pertinente.</p> <p>(...) declaro bajo juramento que en la fecha, mi hijo (...) presenta los siguientes síntomas: ronchas (erupciones) en la zona del cuello y la cara, malestar, no tiene apetito, llora y se rasca. Estos síntomas empezaron el día de ayer cuando se le lavó con agua que se recogió del río Morona frente al puerto principal (...)</p> <p>(...) declaro bajo juramento que en la fecha mis hijos: (...) presentamos los sgtes. síntomas: mis hijos: Ronchas, (erupciones) en la espalda y pecho el cual les causaba escozor, fiebre malestar gnral desde hace 6 días después de bañarse en el río Morona y diarrea en forma de Agua desde hace 3 días (...)</p> <p>(...)</p>	<p>fiebre alta, diarrea, vómitos, mareos y/o erupciones cutáneas, como consecuencia del contacto de manera directa o indirecta con el petróleo crudo derramado en las aguas de la quebrada Cashacaño y de las aguas del río Morona.</p>	<p>SE SEÑALA QUE EL CONTACTO HAYA PUESTO EN RIESGO SUS VIDAS.</p>

Documentación aportada		
Actas de Supervisión 15 y 16/02/2016		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
Análisis del TFA:		
<p>A través de las declaraciones juradas anexas a las Actas de Supervisión es posible advertir —en efecto— la toma de conocimiento por parte de los funcionarios de la OD Loreto sobre la sintomatología presentada por los pobladores que tuvieron contacto con el hidrocarburo; lo cual permitió a la autoridad supervisora conocer de primera mano los impactos negativos generados en la salud de los pobladores, así como lograr su individualización.</p> <p>De ahí, aun cuando Petroperú señale que, a partir de estas, no es posible acreditar una afectación grave a la salud de aquellos que suscribieron dichos documentos, se debe tener en cuenta que con su inclusión como medio probatorio —aunado a los restantes documentos que obran en presente expediente— permiten a este Tribunal tener certeza de la gravedad del daño ocasionado producto del derrame; máxime si, como ya fue desarrollado para el caso de Imaza, las condiciones sociodemográficas de las localidades afectadas por el derrame, permiten determinar que el impacto ocasionado no pueda ser controlado tanto a nivel físico, como social y mental.</p> <p>En ese sentido, corresponde desestimar los argumentos planteados por el recurrente en este campo de su recurso de apelación, habida cuenta que esta documentación debe ser valorada en conjunto con la restante aportada por la primera instancia para la determinación de la responsabilidad administrativa.</p>		

Elaboración: TFA

Cuadro N° 21: Análisis de la Información aportada por la Red de Salud del Datem del Marañón

Documentación aportada		
Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p><u>Afectación al bienestar físico:</u></p> <p>Remisión de la información solicitada correspondiente al derrame de petróleo ocurrido en el distrito de Morona:</p> <p>Constancia de atención de pacientes por el personal médico, encontrándose entre otros diagnósticos el referido a la dermatitis de contacto.</p>	<p>(...)</p> <p>1076. El Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404 de la Red de Salud de Datem del Marañón, en la cual se da cuenta de las atenciones médicas efectuadas por dicha institución a los moradores de las comunidades de Puerto Alegría, Puerto América, Copales, entre otros del área de influencia del derrame, en la cuales se diagnosticó la presencia de dermatitis y cefaleas relacionados a la exposición al petróleo. (...)</p>	<p>Mediante Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404 de la Red de Salud de Datem del Marañón ha señalado que en el área de influencia el derrame, se diagnosticó la presencia de dermatitis y cefaleas relacionadas con exposición al petróleo. NO SE SEÑALA NI ESTABLECE QUE EL DIAGNÓSTICO SEA DE GRAVEDAD NI QUE EL CONTACTO HAYA PUESTO EN DE MANERA MUY GRAVE LA VIDA.</p>

Documentación aportada		
Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
	<p>1077. Al respecto es preciso mencionar que, en el caso de la dermatitis de contacto con hidrocarburos, es posible que el médico tratante pueda diagnosticar la causa mediante la consulta con el paciente, sobre el origen de la sustancia desencadenante, así como examinando la piel para observar el patrón y la intensidad de la erupción. Por ende, la característica del síntoma irritación en la piel o dermatitis, puede ser evaluado sin la obligatoriedad de un análisis cuantitativo o ensayo clínico. (...)</p> <p>1079. Asimismo, el mencionado oficio señala que los <u>niños</u> que se atienden en esa red poseen algún grado de desnutrición, de los cuales la mayoría tardan o en el peor de los casos no se recuperan debido a la mala alimentación que reciben. El área de Epidemiología de la Micro Red de Morona, señala que visitó el punto de falla en la tubería, la cual se encuentra a 13 kilómetros de comunidad nativa de Mayuriaga, y luego realizó una investigación en la población de las diferentes comunidades afectadas¹⁵¹.</p>	

¹⁵¹ A través de la siguiente Tabla, la DFAI esquematizó la información proporcionada en los oficios de la referencia:

Tabla 93: Población con sintomatología relacionada a la exposición a petróleo crudo de la Micro Red Morona

N°	NOMBRES*	EDAD	NACIMIENTO	CC.NN.	DIAGNÓSTICO
1	sssssss	16 años	02.11.99	PTO. ALEGRÍA	Prurito Local
2	sssssss	12 años	-----	PTO. ALEGRÍA	Prurito Local
3	sssssss	56 años	20.04.59	PTO. ALEGRIA	Prurito Local
4	sssssss	4 años	27.09.11	COPALES UNIDOS	Prurito Local
5	sssssss	9 años	23.09.06	COPALES UNIDOS	Prurito Local
6	sssssss	1 año 3 meses	08.11.14	PTO. AMÉRICA	Prurito Local

Fuente: DFAI

Documentación aportada		
Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404		
Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
	1080. La Red de Salud de Datem del Marañón, mediante Oficio N° 159-2019-GRL-U.E./RSDM-404, remitió en copias fedateadas los diez (10) Formatos Únicos de Atención de Salud (en adelante, FUA). Los FUA, los cuales son documentos de carácter médico, demuestran que el principal síntoma presente en las áreas afectadas por el derrame de Morona es la dermatitis de contacto con hidrocarburos; padecimiento típico en incidentes como derrames de petróleo crudo ¹⁵² .	
Análisis del TFA:		
En el mismo sentido que lo esbozado en el cuadro precedente, el análisis de este medio probatorio permite a este Sala constatar efectivamente el requerimiento de atención sanitaria por parte de los pobladores de las localidades afectadas con el derrame de hidrocarburos del 2 de febrero de 2016 en el distrito de Morona.		

¹⁵² A través de la siguiente Tabla, la DFAI esquematizó la información proporcionada en los oficios de la referencia:

Tabla N° 94: Relación de los FUA

N°	NOMBRES*	EDAD	NACIMIENTO	CC.NN.	DIAGNÓSTICO
1	sssssss	21	11.02.1995	PTO. ALEGRÍA	Herida de pierna Dermatitis de contacto
2	sssssss	37	09.10.1979	PTO. ALEGRÍA	Anemia no especificada Resfriado común Infecciones vías urinarias
3	sssssss	48	03.04.1968	PTO. ALEGRÍA	Infecciones vías urinarias Anemia
4	sssssss	42	02.01.1974	PTO. ALEGRÍA	Resfriado común Infecciones vías urinarias
5	sssssss	29	09.05.1987	PTO. ALEGRÍA	Gastritis crónica Anemia no especificada Resfriado común
6	sssssss	20	08.08.1996	PTO. ALEGRÍA	Anemia no especificada Dermatitis de contacto
7	sssssss	28	22.12.1988	PTO. ALEGRÍA	Dermatitis de contacto
8	sssssss	33	11.10.1983	PTO. ALEGRÍA	Infecciones vías urinarias Dermatitis de contacto
9	sssssss	20	05.01.1996	PTO. ALEGRÍA	Otitis Externa
10	sssssss			PTO. ALEGRÍA	

Fuente: DFA

Documentación aportada		
Oficio N° 226-2016-GRL-U.E./RSDM-404		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>Documentación que, en esa línea, permite constatar que el principal diagnóstico se refiere a la existencia de <i>dermatitis de contacto</i> que, a partir de la anamnesis realizada a los pacientes que tuvo su origen en el contacto directo con el hidrocarburo.</p> <p>Por tanto, si bien para Petroperú la existencia de estos síntomas y signos en la población no supone un riesgo de atentado contra su salud, es preciso reiterar que esta gravedad no ha de enfocarse únicamente entendida como la presencia de supuestos que acarreen la invalidez duradera de aquellos que la padecen; sino que —como ya se esbozó— debe considerar las circunstancias de salubridad y de enfermedades preexistentes de los sujetos afectados (esto es la comorbilidad, dado que la incidencia de una enfermedad y la capacidad de recuperación pronta no es la misma en un paciente con antecedentes de desnutrición que aquel que se encuentra previamente en un estado óptimo de salud física).</p> <p>Con ello en cuenta, corresponde desestimar los argumentos planteados por el apelante también en este extremo del recurso interpuesto.</p>		

Elaboración: TFA

Cuadro N° 22: Análisis de la Información aportada por la DIRESA Loreto

Documentación aportada		
Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>3. DEL MUESTREO EFECTUADO Como producto de la inspección realizada por el personal de la DIRESA-DESA Loreto, del 9 al 12 de febrero, identificaron que las poblaciones que están en el ámbito de influencia del derrame de petróleo, se ubican en los distritos de Manseriche, Morona, Barranca, Pastaza y Cahuapana, de la provincia Datem del Maraón, región Loreto.</p>	<p>(...) 1082. El 22 de marzo de 2016, mediante Oficio Múltiple N° 055-2016-GRL-DRS-Loreto/30.09.04., la Dirección Regional de Salud Loreto del Gobierno Regional de Loreto (en adelante, DIRESA LORETO), remitió a la OD Loreto del OEFA, el Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04 con los resultados del análisis físico químico de agua superficial de las áreas de influencia del derrame de petróleo ocurrido en el ONP y el Informe de Ensayo N° 0077P-2016 del Laboratorio de Control Ambiental de la DIGESA.</p>	<p>El administrado no presentó argumentos al respecto.</p>
<p>3.1. PUNTOS DE MUESTREO Y RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS</p>	<p>1083. De la evaluación de Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04, se advierte excesos significativos de Hidrocarburos Totales de Petróleo</p>	

Documentación aportada

Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS, Loreto/30.09.04

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>La DESA Loreto identificó 5 puntos de muestreo en el área de influencia cerca al derrame de petróleo (...)¹⁵³</p> <p>7.0. RECOMENDACIÓN</p> <p>7.1. Se recomienda solicitar a la Autoridad Nacional del Agua información referente a las fuentes de agua alternativas para el abastecimiento de</p>	<p>en los puntos Agua Natural/puerto principal de la comunidad de Nuevo Milagro/Morona/Datem del Marañón/Loreto; Agua Natural/Boca de la quebrada de Cashacaño/Morona/Datem del Marañón/Loreto y Agua Natural/Orilla de la comunidad nativa de Copales Unidos/Morona/Datem del Marañón.</p>	

153

Resultados del Informe de Ensayo N° 0077-2016:

INFORME DE ENSAYO N.º 0077-2016

OEFA
DFSAI

FOLIO N°
00534

Pág. 1 de 1

Solicitante: DSB-DIGESA/DIRESA Loreto
 Domicilio: Las Amapelas 350 Lince, Lima
 Muestra declarada: Agua. Muestra proporcionada por el solicitante
 Cantidad de muestras: 7 frascos proporcionados por la DIRESA
 Fecha de ingreso: 2016-02-15
 Lugar de ensayo: Laboratorio sede La Molina

Identificación de la muestra

Código laboratorio	Código campo	Matriz / Punto de muestreo / Localidad / Distrito / Provincia / Departamento	Fecha de muestreo
00506	1	Agua natural / Puerto principal de la Comunidad de Nuevo Milagro // Morona // Datem del Marañón // Loreto	2016-02-10
00507	2	Agua natural / Boca de la quebrada de Mayurúaga // Morona // Datem del Marañón // Loreto	2016-02-11
00508	3	Agua natural / Orilla de la Comunidad Nativa de Tierra Blanca // Morona // Datem del Marañón // Loreto	2016-02-11
00509	4	Agua natural / Boca de la Quebrada de Cashacaño // Morona // Datem del Marañón // Loreto	2016-02-11
00510	5	Agua natural / Orilla de la Comunidad Nativa de Tierra Blanca // Morona // Datem del Marañón // Loreto	2016-02-11
00511	6	Agua natural / Orilla de la Comunidad Nativa Copales Unidos // Morona // Datem del Marañón // Loreto	2016-02-12
00512	7	Muestra blanca	-

Resultados

Código laboratorio	TPH** (µg/L)
00506	33,6
00507	<0,014
00508	0,067
00509	1,78
00510	0,966
00511	74,4
00512	0,014
LC	0,014
Método	8015C
Fecha de ensayo	2016-02-16

** TPH: Hidrocarburos totales de petróleo de C10-C38
 LC: Límite de cuantificación del método

Método: EPA Method 8015C, Rev 3.0 2007. Nonhalogenated Organics by Gas Chromatography
 Nota: Según las etiquetas de los frascos las muestras han sido preservadas con ácido clorhídrico. Temperatura al momento de recepción 27°C

Fuente: Oficio N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04

Documentación aportada

Informe Técnico N° 033-2016-GRL-DRS,Loreto/30.09.04

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
agua para consumo humano de las comunidades nativas de los distritos de Manseriche, Morona, Barranca, Pastaza y Cahuapana, provincia de Datem del Marañón, ubicadas en el área de influencia del derrame de petróleo en la región Loreto.		

Análisis del TFA:

A juicio de esta Sala, la información proporcionada mediante el presente documento permite acreditar fehacientemente la existencia de excesos de TPH en los puntos de muestreo identificados por la DIRESA Loreto.

Siendo que, sobre la base de aquella, fue la propia autoridad emisora la que recomendó la búsqueda de una fuente alternativa para el abastecimiento del agua, la cual era empleada para el consumo humano.

Hechos que, en esa línea, no hacen más que constatar la grave afectación sufrida por los pobladores de las localidades ubicadas en el área de influencia del derrame respecto de su bienestar social; en tanto, al verse impactada su principal fuente de abastecimiento de agua, generó: i) incertidumbre ante el racionamiento de este sea, para su consumo o bien para el empleo en sus actividades agrícolas; y, ii) cambios en sus costumbres tradicionales al verse forzados a buscar una fuente alternativa, exponiéndolos a un escenario de no tradicional.

En función a ello, se puede concluir que la información brindada por la DIRESA Loreto se constituye como un medio probatorio idóneo para acreditar la afección de la salud a nivel *bienestar social* de las personas que se identificaron como afectadas por el derrame acaecido en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP.

Elaboración: TFA

Cuadro N° 23: Análisis de la Información aportada por el GORE Loreto

Documentación aportada		
Plan de Acción Integral de Salud en las Comunidades Expuestas por el Derrame de Petróleo e Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>(..)</p> <p>Plan de Acción Integral de Salud en las Comunidades Expuestas por el Derrame de Petróleo</p> <p>(...)</p> <p>2. <u>Justificación:</u></p> <p>El Gobierno Regional de Loreto a través de la Dirección Regional de Salud Loreto toma conocimiento sobre el derrame de crudo (...) la cual comprometió las aguas de la quebrada Cashocaño, tributario del río Morona. (...) la cual estaría poniendo en riesgo a la población que se abastece con dicho líquido elemento para sus necesidades básicas (consumo, aseo, recreación, entre otros), siendo afectados los pobladores de los distritos de Manseriche, Barranca, Pastaza y Cahuapanas (...)</p> <p>Por ello, la Dirección Regional de Salud de Loreto a emitido la RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 166-2016-GRL-DRSL-01, en el cual resuelve "Declarar en Estado de Emergencia Sanitaria en el sistema de abastecimiento de agua para consumo humano, fuente de recreación y pesca, por el derrame de crudo de petróleo ocurrido en el ámbito de los distritos de Morona (...)"</p> <p>Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS</p> <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> Han sido distribuidos en total 1,450 Kits de Sistemas de Tratamiento Intradomiciliario de Agua Para el Consumo Humano (...) 	<p>(...)</p> <p>1084. El Gobierno Regional de Loreto, mediante el Oficio N° 443-2016-GRL-DRSL/30.09.04, remite el Plan de Acción Integral de Salud en las Comunidades Expuestas por el Derrame de Petróleo y el Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS¹⁵⁴ titulado como Implementación, Mantenimiento y Operación del Sistema Intradomiciliario "Mi Agua", a la población afectada por el derrame del petróleo en los distritos de Morona, Manseriche, Barranca, Cahuapanas y Pastaza, provincia del Datem del Marañón - Región Loreto ante la Declaratoria de Emergencia Sanitaria.</p> <p>1085. Aunado a lo anterior, el Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS, se han distribuido en total 1,450 Kits de Sistemas de Tratamiento Intradomiciliario de Agua para el Consumo Humano "Mi Agua", el cual consta de un bidón de 35 litros con tapa y caño, un balde de 10 litros con tapa, mangas filtrantes de 1 micra de porosidad, sulfato de alúmina (forma de piedra blanquecina) y frasco de Hipoclorito de Sodio al 0.5%. Se beneficiaron en un total de</p>	<p>El administrado no presentó argumentos al respecto.</p>

¹⁵⁴ Páginas 30 al 60 del documento digitalizado denominado "OFICIO N° 443-2016-GRL-DRSL-30.09.04", contenido en el disco compacto que obra a folio 1448.

Documentación aportada		
Plan de Acción Integral de Salud en las Comunidades Expuestas por el Derrame de Petróleo e Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<ul style="list-style-type: none"> En todas las comunidades que se implementó el sistema de tratamiento de agua para el consumo humano, la población quedó satisfecha (...) hasta que el Ministerio de Vivienda realice los proyectos de instalar las plantas de tratamiento convencionales y que retenga los metales pesados e hidrocarburos totales de petróleo. (...) 	1,414 familias, haciendo un total de 8,439 personas y 40 comunidades nativas.	
Análisis del TFA:		
<p>Con la remisión del Plan de Acción Integral —a juicio de este Colegiado— se pone de manifiesto la necesidad hallada por la GORE Loreto de hacer frente a los hechos ocasionados como consecuencia del derrame; ello, a través del mejoramiento de la calidad del agua para el consumo humano de las comunidades nativas afectadas.</p> <p>Por otro lado, con la data presentada en el Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS, se pudo corroborar la afectación al bienestar social de un total de 1414 familias afectadas por el derrame de petróleo¹⁵⁵, siendo que, a través del Sistema Intradomiciliario Mi Agua, se les pudo beneficiar provisionalmente con 1450 kits de abastecimiento.</p> <p>Medio probatorio que, por tanto, permite acreditar de manera objetiva, individualizada el detrimento en la salud en su componente social.</p>		

Elaboración: TFA

¹⁵⁵

A continuación, se muestran las comunidades beneficiadas por los sismas:

Entrega de kits Mi Agua a la población afectada		
Distrito	Habitantes Protegidos	Familias Protegidas
Morona	3102	749
Barranca, Cahuapanas, Pastaza	5337	665
TOTAL	8439	1414

Fuente: Informe N° 040-2016-GRL-DRSL-CPC-DSA-UBS
Elaboración: TFA

Cuadro N° 24: Análisis de la Información aportada por el INDECI

Documentación aportada																																																																																																																																																	
Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI																																																																																																																																																	
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú																																																																																																																																															
<p>(...)</p> <p>IV. EVALUACIÓN PRELIMINAR DE DAÑOS:</p> <p>ACTUALIZADO AL 12 DE FEBRERO 2016, A LAS 16:00 HORAS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">UBICACIÓN</th> <th colspan="2">VIDA Y SALUD</th> <th colspan="3">AGRICULTURA- INFRAESTRUCTURA</th> </tr> <tr> <th>FAMILIAS AFECTADAS</th> <th>ÁREAS DE CULTIVOS AFECTADAS</th> <th>ÁREAS DE COBERTURA NATURAL AFECTADAS (Has)</th> <th>ANIMALES AFECTADOS</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DPTO. LORETO</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>PROV. DATEM DEL MARAÑÓN</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>DIST. MORONA</td> <td>614</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. TIERRA BLANCA</td> <td>8</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. PUERTO ALEGRÍA</td> <td>161</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. SANTA ROSA</td> <td>30</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. NUEVO PORVENIR</td> <td>25</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. COPALES LINDOS</td> <td>10</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. PANAPOSA</td> <td>9</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. NUEVA VIDA</td> <td>40</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. YAMACAY</td> <td>7</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. BANICAL</td> <td>7</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. PARAGUAYOSA</td> <td>6</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. MILAGRO</td> <td>14</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. DOS HERMANOS</td> <td>13</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. LUZ DEL ORIENTE</td> <td>10</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. PUERTO LIBRE</td> <td>40</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. PUERTO AMÉRICA</td> <td>173</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. VERSALLES</td> <td>8</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. COPACABANA</td> <td>15</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. ANTEÑA CUATRO</td> <td>34</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>LOC. SANTA ROSA DEL MARAÑÓN</td> <td>35</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: Centro de Operaciones de Emergencia Regional de Loreto. Nota: En proceso de evaluación y validación.</p>	UBICACIÓN	VIDA Y SALUD		AGRICULTURA- INFRAESTRUCTURA			FAMILIAS AFECTADAS	ÁREAS DE CULTIVOS AFECTADAS	ÁREAS DE COBERTURA NATURAL AFECTADAS (Has)	ANIMALES AFECTADOS		DPTO. LORETO						PROV. DATEM DEL MARAÑÓN						DIST. MORONA	614	X	X	X	X	LOC. TIERRA BLANCA	8	X	X	X	X	LOC. PUERTO ALEGRÍA	161	X	X	X	X	LOC. SANTA ROSA	30	X	X	X	X	LOC. NUEVO PORVENIR	25	X	X	X	X	LOC. COPALES LINDOS	10	X	X	X	X	LOC. PANAPOSA	9	X	X	X	X	LOC. NUEVA VIDA	40	X	X	X	X	LOC. YAMACAY	7	X	X	X	X	LOC. BANICAL	7	X	X	X	X	LOC. PARAGUAYOSA	6	X	X	X	X	LOC. MILAGRO	14	X	X	X	X	LOC. DOS HERMANOS	13	X	X	X	X	LOC. LUZ DEL ORIENTE	10	X	X	X	X	LOC. PUERTO LIBRE	40	X	X	X	X	LOC. PUERTO AMÉRICA	173	X	X	X	X	LOC. VERSALLES	8	X	X	X	X	LOC. COPACABANA	15	X	X	X	X	LOC. ANTEÑA CUATRO	34	X	X	X	X	LOC. SANTA ROSA DEL MARAÑÓN	35	X	X	X	X	<p>(...)</p> <p>1086. El INDECI elaboró el Reporte Complementario N° 130-12/02/2016/COEN-INDECI del 12 de febrero del 2016, el cual indica que seiscientos catorce (614) familias fueron afectadas por el derrame de Morona. Además, indica que en las localidades del distrito se encontraron áreas de cultivo (cacao, arroz, entre otros), áreas de cobertura natural y animales afectados.</p> <p>1087. Así también señaló, que se usan el agua de los ríos para tareas domésticas como lavado de ropa y actividades recreacionales (nado y juegos de niños), a pesar de la información brindada por el personal de salud sobre el riesgo a la exposición.</p>	<p>El administrado no presentó argumentos al respecto.</p>
UBICACIÓN		VIDA Y SALUD		AGRICULTURA- INFRAESTRUCTURA																																																																																																																																													
	FAMILIAS AFECTADAS	ÁREAS DE CULTIVOS AFECTADAS	ÁREAS DE COBERTURA NATURAL AFECTADAS (Has)	ANIMALES AFECTADOS																																																																																																																																													
DPTO. LORETO																																																																																																																																																	
PROV. DATEM DEL MARAÑÓN																																																																																																																																																	
DIST. MORONA	614	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. TIERRA BLANCA	8	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. PUERTO ALEGRÍA	161	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. SANTA ROSA	30	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. NUEVO PORVENIR	25	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. COPALES LINDOS	10	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. PANAPOSA	9	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. NUEVA VIDA	40	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. YAMACAY	7	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. BANICAL	7	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. PARAGUAYOSA	6	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. MILAGRO	14	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. DOS HERMANOS	13	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. LUZ DEL ORIENTE	10	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. PUERTO LIBRE	40	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. PUERTO AMÉRICA	173	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. VERSALLES	8	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. COPACABANA	15	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. ANTEÑA CUATRO	34	X	X	X	X																																																																																																																																												
LOC. SANTA ROSA DEL MARAÑÓN	35	X	X	X	X																																																																																																																																												
Análisis del TFA:																																																																																																																																																	
<p>A partir de la información proporcionada por el COEN del INDECI se acreditó, de manera objetiva e individualizada (614 familias identificadas), quienes fueron afectadas por el derrame de Morona; ello en tanto —a nivel socioeconómico— se perdieron áreas de cultivo, así como se evidenció la existencia animales afectados.</p> <p>De ahí que, al tratarse de una población dedicada en mayor medida a las actividades de pesca y a la actividad agrícola, la magnitud del impacto sobre dichas fuentes de alimentación y/o comercialización incide negativamente en las costumbres de la población, modificando no solo sus fuentes de aprovechamiento sino también la incertidumbre de acceso a los mismos; situación que deviene en crítica, dadas las características inherentes al distrito de Morona.</p>																																																																																																																																																	

En ese sentido, con el empleo de esta documentación como medio probatorio, la primera instancia —para este Colegiado— logra acreditar, a través de los elementos suficientes, la existencia de un daño grave al bienestar social de las personas no solo enfocado a la cantidad de las personas afectadas sino por el hecho de tratarse de una población más vulnerable.

Elaboración: TFA

Cuadro N° 25: Análisis de la Información aportada por el Sanipes

Documentación aportada		
Informes N°s 044 y 082-2016-SANIPES/DSNPA		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>Informe N° 044-2016-SANIPES/DSNPA</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Debido al impacto que ha sufrido el ecosistema por el derrame de petróleo, se han encontrado niveles de plomo y cadmio en las muestras tomadas en Morona y Chiriaco. Siendo el plomo y cadmio indicadores de contaminación petrolera. ▪ Debido a la posible afectación de las cuencas por el derrame en las zonas de Chiriaco y Morona, la población de peces, han migrado o en su defecto ha ocurrido una mortandad masiva, posterior al evento del derrame de petróleo crudo. (...) ▪ Por lo anteriormente expuesto, los peces de las zonas afectadas (ríos Chiriaco y Morona) No son aptos para el consumo, por lo que no se recomienda el consumo de los peces de estas zonas. <p>Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA</p> <p>(...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Según los resultados obtenidos en las muestras de Chiriaco y Morona de la última intervención del 30 de mayo al 01 de junio, las especies monitoea, bagre, 	<p>(...)</p> <p>1094. El SANIPES mediante el Informe N° 082-2016-SANIPES/DSNPA, del 23 de junio de 2016, reportó al OEFA los resultados de muestreo de recursos hidrobiológicos, realizados en la tercera intervención de Morona – Loreto, debido al derrame de petróleo Morona en el que indicó lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Sobre la identificación de exceso en cadmio</u>: las muestras de las especies manitoea, bagre, sardina, piraña y mota ruro, obtenidas de los 7 puntos de la cuenca del río Morona, no se encuentran dentro de los Límites Máximos Permisibles para Cadmio; - <u>Sobre la identificación de exceso en mercurio</u>: la muestra de la especie piraña, no se encuentran dentro de los Límites Máximos Permisibles para mercurio; - <u>Sobre la toma de muestra testigo</u>: las muestras tomadas en el punto 1 y 2, corresponden a manitoea y bagre (<u>muestras testigo</u>), que se tomaron en lugares distantes a la zona de 	<p>El administrado no presentó argumentos al respecto.</p>

Documentación aportada

Informes N^{os} 044 y 082-2016-SANIPES/DSNPA

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>sardina, piraña y mota rufo, boquichico y mota punteada, presentan cadmio fuera de los Límites Máximos Permisibles y la muestra de piraña presenta mercurio que excede los Límites Máximos permisibles, al ser estos metales pesados bioacumulables, podrían considerarse un peligro para la salud de la población. (...)</p> <ul style="list-style-type: none"> Los peces de las zonas monitoreadas (...) NO SON APTOS para el consumo. 	<p>impacto del derrame ocurrido en Morona, y éstas contienen niveles altos para los indicadores de cadmio.</p> <p>1095. No obstante, lo indicado por el SANIPES en su muestra testigo, cabe señalar que el manitoa y bagre <u>no son especies adecuadas para usarlas como especies testigo</u>, ello en razón de que la especie Manitoa (<i>Brachyptalystoma vaillantii</i>) posee un patrón migratorio de grandes distancias (+ 1000 km), Bagre (<i>Pimelodus spp.</i>) posee un patrón migratorio de medianas distancias (100 - 1000 km) y una muestra testigo debe de poseer un patrón migratorio corto.</p> <p>1096. Por lo tanto, el resultado analítico obtenido por la muestra testigo no desvirtúa ni contradice en análisis de causalidad entre el exceso de metales pesados en peces producto del derrame de hidrocarburos.</p>	

Análisis del TFA:

En la misma línea que lo señalado en el Cuadro N° 14 de la presente resolución, al tratarse de la misma documentación que aporta información referida tanto para el caso de Imaza como de Morona, esta Sala considera su descarte en tanto no puede ser considerado como medio de prueba idóneo a efectos de sustentar lo resuelto por la DFAI en dicho extremo de la resolución Directoral venida en grado.

Elaboración: TFA

Cuadro N° 26: Análisis de la Información aportada por el Ministerio de Cultura

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>IV. CONCLUSIONES:</p> <p>Según la información recogida se concluye:</p> <p>1. Afectación territorial</p> <p>En este caso, son dos las comunidades que han sido afectadas directamente: Mayuriaga y Tierra Blanca. Las poblaciones de estas comunidades buscan además de la dotación de agua y alimentos, que se indemnice a todas las familias.</p> <p>En ese sentido, la Comunidad Nativa de Mayuriaga envió la Carta N° 001-2016-CC.NN. MAYURIAGA sobre el origen del derrame de petróleo del Oleoducto Norperuano (...) causando daños severos a la quebrada de Cashacaño y al terreno aledaño a la misma, ésta quebrada provee de peces a la comunidad y de agua a los animales de monte, lo que los afecta directamente en la alimentación de la población y en la provisión de agua. (...)</p> <p>Finalmente, Tierra Blanca registra actividad turística para el avistamiento de aves, actividad que ha sido truncada desde el derrame, según la información recogida.</p> <p>2. Provisión de alimentos</p> <p>Todas las comunidades visitadas reconocen que han recibido víveres y agua de parte de Petroperú, consideran que la cantidad repartida a</p>	<p>(...)</p> <p>1097. El mencionado informe señala que, en relación a la afectación territorial, las comunidades afectadas directamente han sido: Mayuriaga y Tierra Blanca. La CC.NN. Mayuriaga se beneficia de peces, agua para el consumo de animales y como fuente de agua para consumo humano. La comunidad Tierra Blanca, registraba actividad turística para el avistamiento de aves, la cual ha sido truncada desde el derrame.</p> <p>1098. Aunado a todo ello, respecto a la provisión de alimentos, todas las comunidades reconocen haber recibido víveres y agua por parte de Petroperú; no obstante, la población se encuentra acostumbrada a consumir pescado todos los días y este alimento representa la principal fuente de proteínas, actividad que ha tenido que ser suspendida por la contaminación en peces que ha generado el derrame de petróleo generado en Morona.</p> <p>1099. En relación a la provisión de agua, todos los pueblos usan el agua del río diariamente en muchas de sus actividades como bañarse, lavar, jugar, etc., a pesar de la restricción de uso que tiene el río Morona. El uso de agua está relacionado especialmente con las labores que realizan las mujeres, por eso son las más perjudicadas cuando tienen</p>	<p>El Informe del Ministerio de Cultura N° 00003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC señala que las comunidades afectadas directamente han sido Mayuriaga y Tierra Blanca, señalando que la CCNN de Mayuriaga se beneficia de Peces y agua para el consumo humano. NO SEÑALAN QUE HAYA EXISTIDO RIESGO MUY GRAVE A LA SALUD NI A LA VIDA.</p>

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VM/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>cada familia es insuficiente, ya que algunas familias están conformadas por 10 personas y la ración se acaba antes de la reposición.</p> <p>Según los testimonios, la población está acostumbrada a consumir pescado todos los días, por el fácil acceso al río, por lo que la nueva dieta es rechazada sobre todo por niños que no se acostumbran a los nuevos sabores de las conservas. (...)</p> <p>3. Provisión de Agua</p> <p>Los pueblos usan el agua del río diariamente en muchas de sus actividades como bañarse, lavar, jugar, etc. A pesar que existe la restricción para el uso del agua del río Morona, el equipo sectorial ha comprobado que los pueblos especialmente las mujeres continúan haciendo uso del agua del río. (...)</p> <p>La mayoría de comunidades no cuentan con pozos de agua, lo que genera mayor desesperación en la población sobre el futuro acceso al agua. Asimismo, entre aquellas que si cuentan con pozos, existen casos en los que el agua no necesariamente cumple con las condiciones necesarias para su consumo. (...)</p> <p>4. Salud Integral (...)</p> <p>Las enfermedades más frecuentes según información del puesto de salud de Puerto Alegría son las IRAS (Infecciones Respiratorias Agudas), EDAS</p>	<p>que usar el agua de otra fuente, (...).</p> <p>1100. En relación a las actividades productivas, en la cuenca del Morona, las comunidades desarrollan la agricultura y la pesca como actividades principales y como actividades secundarias la caza y la crianza de animales menores. La pesca, ha sido la actividad más afectada por el derrame, (...)</p> <p>1101. Asimismo, la caza ha disminuido entre otros factores por la ausencia de hombres, toda vez que la mayoría está trabajando en la limpieza de petróleo, y ello provocó la escasez de carne de monte y el incremento de su precio. La crianza de animales, por su característica de ser una actividad de mediano plazo, se empleaba como fondo económico; no obstante, posterior al derrame de Morona, las familias han tenido que consumir sus animales, para mantener su ingesta de proteína, por lo que la disminución de sus aves les genera preocupación. (...)</p> <p>1106. Se realizan prácticas productivas agrícolas y pecuarias (agricultura y crianza pecuaria con bebedero en curso de agua afectado y alimentación de pastos); el petróleo crudo ha alcanzado áreas agrícolas afectando a cultivos de plátano, cacao, entre otros, siendo algunos de éstos de autoconsumo, ante lo cual de presentarse trazas de</p>	


Documentación aportada


Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>(Enfermedades Diarreicas), dermatitis, la anemia y la desnutrición, esta última generalizada en la mayoría de la población infantil. Además, la mayoría de casos de dermatitis surgieron después del derrame.</p> <p>En el mes de febrero el Puesto de Salud de Puerto Alegría registró 32 casos de dermatitis (17 en niños, 11 en adultos, 4 casos en adultos mayores). En el caso de las EDAS también se han incrementado los casos, de tener 4 casos al mes, ahora se registran 17 casos de EDAS en niños menores de 5 años.</p> <p>5. Actividades productivas (...) 5.1. La agricultura Es una actividad principal y junto con la pesca constituye la principal fuente de alimentos para las comunidades ubicadas en la cuenca del Morona, (...) Los pobladores manifiestan que los precios de los productos agrícolas se han incrementado.</p> <p>5.2. La pesca Es la actividad más afectada a raíz del derrame, el grado de afectación puede variar dependiendo del acceso de cada comunidad a otros lugares de pesca (...) La necesidad y costumbre del consumo de pescado ocasiona que esporádicamente familias intenten pescar en el río Morona, sin embargo se han recogido numerosos testimonios sobre un "dejo del pescado" que significa que el sabor del pescado no es el mismo sino que tiene sabor a</p>	<p>crudo en estos cultivos los pobladores quedan expuestos al contacto de este suelo con hidrocarburos.</p>	

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>petróleo y no pueden consumir la preparación (...)</p> <p>5.3. La caza (...)</p> <p>La ausencia de los hombres, debido a que la mayoría está trabajando en la limpieza del petróleo, ha provocado la escasez de carne de monte y el incremento de su precio. Además, se han recogido testimonios de personas que dicen que los animales beben agua del río y que aquellos podrían estar contaminados con el petróleo, por lo que les da miedo cazar. (...)</p>		
Análisis del TFA:		
<p>Como se puede apreciar de lo consignado en el presente cuadro, las conclusiones alcanzadas por el Ministerio de Cultura abarcan los impactos generados por el derrame en cada uno de los componentes de la salud, esto es, en el bienestar físico, mental y cultural.</p> <p>En efecto, contrariamente a lo señalado por Petroperú, a partir de la información aportada por dicha institución, esta Sala pudo identificar la gravedad del daño a la salud de las personas, toda vez que la magnitud de los impactos generados por el derrame de petróleo crudo acaecido en Morona —en la misma línea que para el caso de Imaza— no se centra únicamente en la acreditación por parte de la DFAI (a efectos de determinar la responsabilidad del administrado) de la existencia de un parámetros anormales o extremos en la salud física de las personas identificadas como afectadas. De ahí que, la repercusión negativa no solo ha de centrarse respecto de aquellas localidades (como Mayuriaga) donde la principal fuente de abastecimiento proteico son los peces de las quebradas contaminadas, sino en todos los aspectos relacionadas con la salud a nivel integral.</p>		
<u>Afectación al bienestar físico:</u>		
<p>Este se ha manifestado en el incremento de los diagnósticos ligados al contacto con hidrocarburos en cada una de las localidades afectadas por el derrame; como se aprecia en el siguiente detalle:</p>		
Comunidad Nativa	Afecciones a la Salud física	
Puerto Alegría	<p>Testimonio de la encargada del Puesto de Salud de Puerto Alegría:</p> <p>La dermatitis ahorita es causada porque los niños lamentablemente se bañan, siempre tratamos de investigar y se bañan en las cochas y en algunos casos se han bañado en el río Morona... si antes había 2 o 3 niños al mes ahorita este mes de febrero hemos llegado a 17 niños con dermatitis y hemos llegado a 11 personas adultas también con dermatitis</p>	

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
	El derrame nos ha traído más desnutrición para los niños porque aquí la gente se dedica más a la pesca, incluso las mujeres con sus hijos van a pescar...y ahorita no pueden, ellos sufren porque como dicen comían en su desayuno plátano con 2 pescados grandes en su desayuno, en su almuerzo y merienda, sin embargo ahora no pueden, no tienen con qué alimentarse, a veces comen el arroz solo, o el plátanos solo (...)	
Tierra Blanca	Testimonio de poblador (varón, 35 años): Hay una persona adulta que vive acá, a él le ha salido como ronchas, como una alergia en el cuerpo, él se había bañado en esa agua dice (Morona) por eso nosotros no queremos chocar con el agua del río.	
Nuevo Porvenir	Testimonio de pobladora (mujer, 25 años): Ahorita le ha salido a mi hijito así como una alergia en la piel, yo le lleve a bañar a mi hijo en el puerto porque a veces sacar agua es difícil; ayer le he mandado a poner una ampolla y veo que está mejorando.	
Nuevo Unión	Nueva Unión tampoco cuenta con un puesto de salud, por lo que su centro de referencia es el Centro de Salud de Puerto Alegría. El derrame ha ocasionado que los niños tengan comezón y diarrea. Se ha presentado el caso de un adolescente de 15 años que aun tiene ronchas, gripe y dolor de cabeza que hasta la fecha no ha recibido atención. Los adultos presentan dolores de cabeza. Uno de ellos tuvo que ser evacuado a Piura por un accidente en el trabajo de recojo de petróleo. (Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)	
Copales Unidos	Testimonio de pobladora (mujer, 39 años): Nos vamos a Puerto Alegría para atendernos en la posta, demoramos media hora en peque-peque. (...). En la posta solo nos dan paracetamol, qué va a calmar eso, compramos la medicina no hay medicina tradicional. Algunos niños le han salido alergia por los baños (en el río). Testimonio de poblador (varón, 51 años): A mi señora a una semana que ha pasado eso (el derrame) le ha dado comezón todo el cuerpo cuando fue a bañarse. Le pasó cuando le curé con sicura. Ahora ya no nos bañamos en el río.	
Vista Alegre	Testimonio de pobladora (mujer, 28 años): Ahora con este derrame de petróleo cuando nosotros bañamos a nuestros niños les da comezón, se hacen muchas ronchas en su piel, en adultos también y en la noche no se puede dormir. Testimonio de poblador (varón, 40 años): Con este derrame hay dolor de cabeza, dolor de estómago, antes no había. Petroperú ha puesto algunos médicos, nos han examinado y no nos han dicho nada.	

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
Nueva Vida	<p>Testimonio de poblador (varón, 36 años):</p> <p>Los señores de Petroperú han dicho 'yo no veo que hay contaminación, el río está limpio'. Pero nosotros tenemos un ministerio de salud que nos ha prohibido, no anzuelear, no coger ese pescado. Tenemos un técnico que nos ha informado, en años anteriores estuvo por río Corrientes y sucedió similar a esto. Uno puede comer, bañarse, pero de inmediato no aparecen los malestares, después de dos o tres años aparecen dos enfermedades: tumores en el cuerpo y caracha y por más que esa gente usaba la medicina no había manera de curarlos, y esas personas que él ha conocido han muerto lentamente.</p>	
Comunidad Nativa Yamakai	<p>(...)</p> <p>Después del derrame se han identificado casos de niños de diarreas, dolor de cabeza, manchas en la piel y fiebres, y casos de adultos de cefaleas, como consecuencia de bañarse en el río Morona. En esta comunidad se ha encontrado trazas de petróleo en la orilla del río, en sustrato arcilloso.</p> <p>(Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)</p>	
Comunidad Nativa Bancal	<p>(...)</p> <p>Según los testimonios, las enfermedades más comunes son fiebres, diarreas, dolores musculares y neumonías. Y después del derrame las diarreas han aumentado sobre todo en la población infantil.</p> <p>(Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)</p>	
Comunidad Nativa Paragua	<div style="display: flex; align-items: center;">  <div style="margin-left: 10px;"> <p>La comunidad no cuenta con puesto de salud ni con botiquín comunal y desde el derrame la red de Datem del Marañón no ha llegado a visitarlos.</p> <p>Los niños y adultos han experimentado tos, fiebre, diarreas y comezón en mayor medida desde el derrame.</p> <p><i>Fiebre, diarrea, vómitos, ahorita están con la tos y con una fiebre alta, derrepente por el agua (Mujer, 35 años)... aquí hay algunas personas que todavía siguen bañándose en el río (Varón, 30 años)</i></p> </div> </div> <p>Imagen N° 15, Bancal, dermatitis en un infante de la comunidad.</p>	
Comunidad Nativa San José de Paragua	<p>Testimonio de pobladora (mujer, 40 años):</p> <p>A veces nos da comezón en nuestro cuerpo cuando se pone la ropa que se enjuaga (en el río) ... le hemos dicho, pero nos ha dicho que 'eso no es del petróleo, si fuera del petróleo saldrían unas manchas negras', así nos ha dicho el doctor de Petroperú. Pero no le creemos porque nosotras cuantas veces nos hemos bañado, hemos crecido bañándonos y nunca nos ha salido eso, nosotras creemos que es del agua.</p>	

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
Dos Hermanos	(...) El derrame ha ocasionado que los niños sufran de dolores estomacales y diarreas. Reclaman la ausencia del Estado en esta ocasión del derrame. (Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC).	
Luz del Oriente	Testimonio de pobladoras (grupo de mujeres): Le hemos comido, qué más vamos a comer, a los muchachos no más les ha dado diarrea. De comer el pescado hemos sentido el olor a petróleo, tenía un dejo de petróleo...siempre algunas les hacer doler su barriga, su estómago A los que tienen bebido a ellos casi como que les quemara bien feo su cuerpiño.	
Nuevo Milagro	 <i>A partir del derrame muchos han reportado erupciones cutáneas, en su mayoría mujeres y niños. En la reunión comunal hubo algunas mujeres que voluntariamente mostraron las erupciones en sus cuerpos y en el de sus hijos.</i> <i>Ya es un mes que está perdiéndose mi cuerpo, por acá está mi estómago por aquí blanco...todos mis hijos ahorita están pelándose, todito de aquí lo que está sanando, le han dado una crema con eso se está sanando. Los tres están así en todito su cuerpo haciendo blanco, blanco... le comezón, le deja picando, en la noche no puede dormir, claro debe sentir... de Petroperú una vecita no más ha venido. (Mujer, 43 años)</i> Imagen N°23, Nuevo Milagro, mujer con afectaciones en la piel.	
Puerto Libre	Testimonio de pobladora (mujer, 24 años): Les ha salido ronchitas en la lengua. Ha venido el médico de Petroperú y les ha dicho 'hijitos está prohibido beber de esta agua, está contaminada'. Mi hijito tenía cuatro días de fiebre, sus amígdalas estaba inflamado y ahora está sano mi hijo, lo he tenido que llevar al Centro de Salud.	
Puerto América	Testimonio de técnico del Centro de Salud : Lo que ha incrementado (después del derrame) son los casos de vómitos, diarreas y las infecciones respiratorias y aparte de eso habían pacientes con alergias. Testimonio de pobladora (mujer, 42 años): Me baño en el río porque no tenemos agua de pozo y me ha salido unas ronchas, hace una semana... parece que alergia me ha dado esa agua del río, me agarraba náuseas, pero no vomitaba.	

Documentación aportada

Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC

Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
<p>Copacabana</p>	<p>Testimonio de pobladora (mujer, 45 años):</p> <p>Ahorita está reinando la tos con fiebre, diarrea, vómito, algunos está dando, la mayoría están así...con dolor de estómago...antes que nos vengan a dar el agua tomábamos esa agua del Marañón.</p> <p>'No tomar el agua que está contaminada (del Marañón), más que todo por los niños les puede salir algunas enfermedades', nos han dicho de Petroperú</p>	
<p>Antena 4</p>	<p>Testimonio de poblador (varón):</p> <p>Sí, en muchos niños se está viendo mucha caracha... a muchos le está cayendo una comezón por eso nos están prohibiendo altamente usar el agua...antes no había nada, ni comezón...más que todo a algunos el agua le está afectando solamente con la bañada.</p>	
<p>Santa Rosa del Marañón</p>	<p>Testimonio de pobladores (mujer 21 años y varón 43 años):</p> <p>Los niños han tenido diarrea, dolor de estómago, alergia, comezón por todo el cuerpo.</p> <p>Una señora ha venido con dolor de estómago, con cólico se ha caído, hace tres días.</p>	


Afectación al bienestar social:

Por su parte, el impacto sobre el componente social se ha manifestado claramente en la falta de abastecimiento de alimentos, así como del detrimento que se ha ocasionado en el desarrollo de sus actividades productivas, entre otros motivos, como consecuencia de:

Comunidad Nativa	Afecciones al bienestar social
<p>Puerto Alegría</p>	<p>El uso del agua está relacionado especialmente con las labores que realizan las mujeres, por ello son las más perjudicadas cuando tienen que usar agua de otra fuente, deben caminar más, cargar agua, incrementando las tareas que ya tienen.</p> <p>La necesidad y costumbre del consumo de pescado ocasiona que esporádicamente las familias intenten pescar en el río Morona, sin embargo, se han recogido numerosos testimonios sobre un "dejo de pescado".</p>

Documentación aportada

Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC

Pronunciamiento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
	 <p>Imagen N° 4 – Puerto Alegre, venta de pescado.</p> <p><i>huevo te dan 2 por un sol y antes era 3 a 4 por un sol. (Mujer, 42 años, Puerto Alegre)</i></p>	<p><i>Yo apenas tengo poco, ya le estoy consumiendo, acabándoles ya, yo tenía como 2 docenas, 3 docenas tenía y ahora comemos y vendemos; tengo ahora como 7 animalitos grandes y chiquitos 15. Hemos vendido para comprar nuestras cosas. (Mujer, 42 años, Puerto Alegre)</i></p> <p>Otra constante en las comunidades es el incremento de los precios de los productos para el consumo, esto es más evidente en Puerto Alegre. El aumento del ingreso económico de los trabajadores de la SERVIS seguirá encareciendo los precios; Las familias que no cuentan varones en edad de ir a trabajar, como es el caso de madres solteras, viudas, y personas mayores, son las más perjudicadas.</p> <p><i>Ahorita ha subido bastante el pescado, a veces nos dan a 10 a 8 soles porque su precio normal antes que suceda el derrame era 5 soles. Ahorita están subiendo las cosas bastante lo que no era así, ahora el</i></p> <p>La pesca es la actividad más afectada a raíz del derrame, el grado del daño puede variar dependiendo del acceso de cada comunidad a otros lugares de pesca como cocha o quebradas.</p> <p>(Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)</p>
Mayuriaga	<p>La alimentación de la población también se ha visto afectada, porque ha dejado de cazar por temor a que los animales estén contaminados por beber agua del río Morona o de la quebrada Cashacaño (lugar del derrame).</p> <p>Además, Mayuriaga no cuenta con pozos que puedan garantizar la dotación de agua para consumo humano, por lo que otra de las exigencias de la población es la construcción de pozos.</p> <p>(Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)</p>	
Tierra Blanca	<p>La población de Tierra Blanca pescaba en la quebrada Cashacaño (...) por lo que desde principios de febrero no han podido abastecerse de pescados. La población suele cazar cerca a esta quebrada, por lo que la alimentación en base a carne de monte también se ha visto afectada, ya que estos animales consumen agua de esta quebrada y podrían estar también contaminados.</p> <p>(Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)</p>	
Nuevo Porvenir	<p>En Nuevo Porvenir como en las otras comunidades, la pesca era una de las actividades principales. Actualmente han dejado de pescar en el Morona y deben alejarse hasta 2 horas de la comunidad para lograr conseguir pescado.</p> <p>(Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)</p>	

Documentación aportada		
Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC		
Pronunciamento de la autoridad emisora	Referencia efectuada por la DFAI	Alegatos de Petroperú
Vista Alegre	La pesca era la actividad principal. Antes del derrame pescaban en el Morona a diario, encontraban boquichico, sábalo, palometa, bagre, etc. Ahora la actividad de la pesca ha disminuido, solo pescan en la quebrada de Agua Negra pero obtienen poco pescado. (Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)	
Nueva Vida	La pesca es una actividad principal y antes del derrame pescaban en el Morona, ahora tienen que pescar en la quebrada kajakuma. (Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)	
Comunidad Nativa Yamakai	Solían pescar en el río Morona, ahora pescan en la quebrada Kajakuma, donde no hay tantos peces y les preocupa que con la creciente la quebrada se contamine. (Extracto del Informe N° 000003-2016-XSR/DIN/DGCI/VMI/MC)	

Afectación al bienestar mental:

Cómo bien se aprecia del análisis realizado por el Ministerio de Cultura, así como de los propios pobladores de la zona, la preocupación por la proliferación de enfermedades asociadas al contacto con el hidrocarburo, así como la relacionada con las fuentes productivas (principalmente las relacionadas con la pesca en su calidad de actividad principal) han mermado claramente la salud mental de las poblaciones afectadas.

Máxime, si de la revisión del citado documento, se evidencia que la incertidumbre aumentó ante la falta de provisiones de alimentos, así como de seguimiento ante las afecciones relacionadas con la salud; mermando, como se ha señalado a lo largo del presente caso, la psique de estos al estar sometidos a episodios traumáticos ante el estado de vulnerabilidad en el que se encuentran.

En función a ello, corresponde desestimar los argumentos formulados por Petroperú en este extremo dado que, con la información remitida por el Ministerio de Cultura, fue posible acreditar la existencia de un daño grave a la salud de las personas desde la totalidad de sus estratos, esto es, físico, mental y social.

Elaboración: TFA

266. Llegados a este punto, es posible concluir que la documentación analizada a lo largo de los cuadros precedentes, genera plena convicción en este Tribunal respecto de aquellas circunstancias que llevaron a la DFAI a considerar la existencia de un daño muy grave a la salud de las personas; ello, en tanto, la información recabada en cada uno de estos medios probatorios, evidencia el detrimento de la salud de las poblaciones cercanas al área impactada por el derrame de Morona, bien sea desde la perspectiva del bienestar físico, bien se trate del psicológico o social.
267. En efecto, en tanto el concepto de salud es global, la probanza de la existencia del daño muy grave a la salud de las personas no necesariamente debe ser ejecutada desde la valoración individualizada de cada uno de los documentos

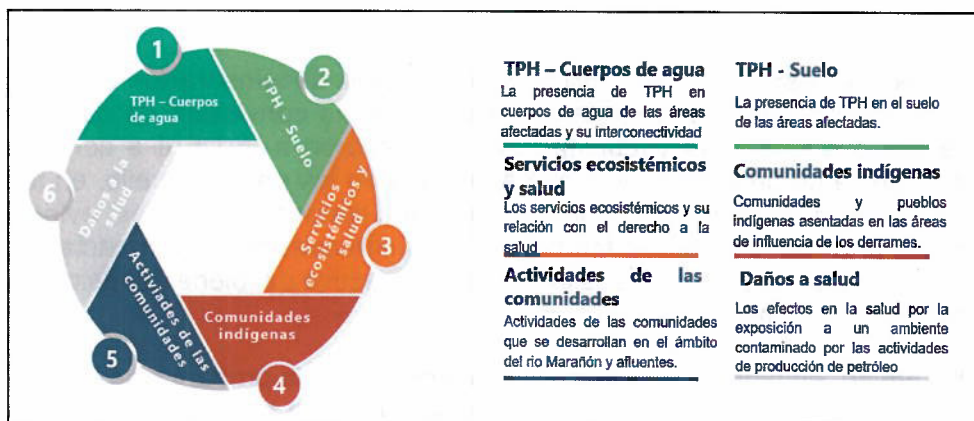
empleados por la Autoridad Decisora (como ha sido reiterado por Petroperú en su recurso de apelación al señalar que los documentos por sí solos no prueban la existencia de un daño muy grave a la salud); sino que, por el contrario, tal como fue realizado por la DFAI, el análisis conjunto de todos ellos —a juicio de este Colegiado— es el que permite en definitiva corroborar los efectos negativos generados por el derrame de petróleo crudo sobre la salud de la población de Morona.

268. Que, en definitiva, en su calidad de población con mayor riesgo de vulnerabilidad (dadas las condiciones sociodemográficas que presentan) es la que resultó perjudicada no solo tras la identificación de los estragos que sobre su salud física se produjo (al haberse individualizado aquellas personas con sintomatología propia del contacto con el hidrocarburo), sino también respecto de sus actividades organizacionales (a nivel de la pérdida de aquellos servicios, ya de por sí, mínimos —como los de recolección de agua para el desarrollo de todas sus actividades— o como los relacionados con los mecanismos de abastecimiento de la canasta básica familiar, esto es carne de monte y pesca).

269. De ahí que, en la misma línea que lo esbozado para el caso particular de Imaza, esta Sala considera que la documentación aportada por la DFAI —partiendo de esta colaboración interinstitucional— permite acreditar, de manera objetiva e individualizada, la afectación real y muy grave a la salud de las personas, en tanto la valoración conjunta de cada una de estos documentos genera en este Colegiado certeza suficiente de los impactos generados sobre la salud de la población del distrito de Morona, enfocada —claro está— desde el detrimento de su bienestar físico, mental y social.

A.1.b) La interrelación de los hechos probados con el daño a la salud humana

270. Finalmente, a efectos de acreditar el daño a la salud de humana desde la perspectiva de un estado de bienestar integral, la DFAI interrelacionó un determinado número de hechos probados, conforme se desprende del siguiente gráfico:



Fuente: Resolución Directoral I

271. Siendo que, de la revisión de la resolución impugnada, fue posible estructurar dicho análisis conforme el siguiente detalle:

Cuadro N° 27: Análisis de la primera instancia a partir de la interrelación de hechos probados

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
1	<p>La presencia de TPH en el componente agua:</p> <p>Constituye un hecho probado que producto de los muestreos¹⁵⁶ efectuados ante la verificación de los derrames materia del presente PAS, se determinó la existencia de concentraciones de</p>	<p>Para la primera instancia, la presencia de hidrocarburos en este componente incide directamente en las siguientes actividades de la población aledaña a la zona del derrame: i) consumo humano; ii) actividad de pesca; iii) actividades agrícolas y pecuarias; iv) actividades recreativas; y, v) lavado de ropa.</p>

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla N° 98: Presencia de TPH en la Quebrada Inayo y el río Chiriaco

Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84)	Referencia	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)		
			C6-C10	C10-C40	C6-C40
148, 3a, ESP-1	799372 E 9425783 N	Quebrada Inayo	129,60	12428,60	12440,37
148, 3a, ESP-3	801339 E 9426084 N	Río Chiriaco	-	0,45	0,45
148, 3a, ESP-4	800905 E 9427859 N	Río Chiriaco	-	1,30	1,30
RChir4	795752 E 9431829 N	Río Chiriaco	-	0,20	-
148, 3a, ESP-6	795477 E 9431748 N	Río Chiriaco	-	10,20	10,20

Fuente: Resolución Directoral I

Tabla N° 99: Presencia de TPH en la Quebrada Cashacaño y de la Quebrada sin nombre

Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84)	Referencia	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)		
			C6-C10	C10-C40	C6-C40
143,3a,ESP-03	251206 E 9526920N	Quebrada Cashacaño	2,49	1332,18	1334,67
143,3a,ESP-10	251591 E 9526564 N	Quebrada Cashacaño	0,15	232,28	232,42
143,3a,ESP-11	251591 E 9526613 N	Quebrada Cashacaño	<0,04	0,72	0,72
143,3a,ESP-13	250463 E 9527836 N	Quebrada Cashacaño	0,58	298,06	298,64
143,3a,ESP-14	249267 E 9527990 N	Quebrada Cashacaño	0,81	128,95	129,76
143,3a,ESP-04	237121 E 9524296 N	Quebrada sin Nombre	0,43	246,86	247,29
QCash-2	237 253 E 9 524251 N	Quebrada Cashacaño	296.19	-	-
QCash-3	237 734 E 9 525121 N	Quebrada sin Nombre	24.1	-	-
QCash-4	238 126 E 9 525948 N	Quebrada sin Nombre	11.97	-	-
QCash-6	247926 E 9528878 N	Quebrada Cashacaño	8.86	-	-

Fuente: Resolución Directoral I

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
	Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en las quebradas "sin nombre", Inayo y Cashacaño, así como los ríos Chiriaco, Morona y Marañón.	<p>Gráfico N° 10: Interacción del componente agua con las comunidades afectadas</p> <p>Elaboración: DFAI</p>
2	<p>La presencia de TPH en el componente suelo:</p> <p>Constituye un hecho probado que producto de los muestreos¹⁵⁷ efectuados ante la verificación de los derrames materia del presente PAS, se determinó la existencia de concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) en el</p>	<p>Para la primera instancia, la presencia de hidrocarburos en este componente incide directamente en las siguientes actividades de la población aledaña a la zona del derrame: i) labranza de suelo; ii) actividad de riego; iii) actividades de siembra; y, iv) actividades de cosecha.</p>

157

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla N° 100: Presencia de TPH en el área de influencia del derrame de Imaza

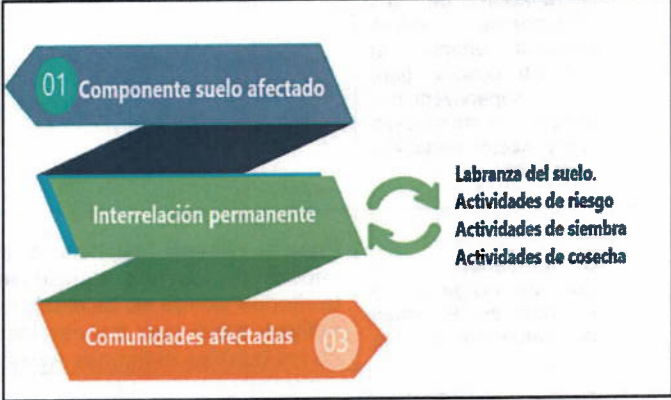
Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84, Zona 17S)	Referencia	Concentración	
			F2 (C10-C28)	F3 (C28-C40)
148,6, ESP-1	798598E 9426416N	Quebrada Inayo	7821	6238
148,6, ESP-2	798609E 9426442N	Quebrada Inayo	4013	4999
148,6, ESP-3	799383E 9425790N	Quebrada Inayo	14153	10028
148,6, ESP-4	799367E 9425777N	Quebrada Inayo	15715	11211
148,6, ESP-5	799369E 9425775N	Quebrada Inayo	16852	10624
148,6, ESP-1	800917E 9427879N	Río Chiriaco	203	285

Fuentes: Resolución Directoral I

Tabla N° 101: Presencia de TPH en el área de influencia del derrame de Morona

Puntos donde se detectaron las concentraciones de HT	Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84, Zona 18S)	Referencia	Concentración	
			F2 (C10-C28)	F3 (C28-C40)
148,6, ESP-01	237185E 9524304N	Quebrada Cashacaño	31088	18930
148,6, ESP-02	249876E 9527792N	Quebrada Cashacaño	13377	7410
148,6, ESP-03	249250E 9527990N	Quebrada Cashacaño	20090	11392

Fuente: Resolución Directoral I

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
	suelo de las áreas de influencia de los dos derrames de petróleo crudo.	<p>Gráfico N° 11: Interacción del componente suelo con las comunidades afectadas</p>  <p>Elaboración: DFAI</p>
3	<p>Los servicios ecosistémicos¹⁵⁸ y su relación con el derecho a la salud:</p> <p>Constituye un hecho probado que la ocurrencia de ambos derrames generó la degradación de los ecosistemas, alterando la conservación y el uso sostenible de la diversidad biológica, lo cual repercutió negativamente en la salud de las personas, sobre todo de aquellas cuyas comunidades se asientan en las áreas de influencia de los ecosistemas degradados. De esta forma, aunado al</p>	<p>Para la primera instancia, en la medida en que —desde el enfoque ecosistémico— como consecuencia de los derrames ocurridos en los distritos de Imaza y Morona se vieron afectados todos los recursos (de agua, suelo y recursos vivos) apostados en la cuenca hidrográfica, se generó la afectación a la salud de las personas de dichas zonas; máxime si, precisamente su economía se caracteriza por establecer el uso de estos servicios ecosistémicos, como el centro de su desarrollo. Siendo que este detrimento se manifiesta bien sea por la ausencia de estos servicios (muerte o migración derivada de la alteración negativa del área donde se desarrollan las especies, o la pérdida de los cultivos que se desarrollan en aquella), bien sea por su escasez (utilización del agua) inciden directamente en su utilización.</p>

¹⁵⁸ Sobre la base de la revista virtual REDESMA¹⁵⁸ (2011), la DFAI señaló como principales servicios ecosistémicos, los siguientes:

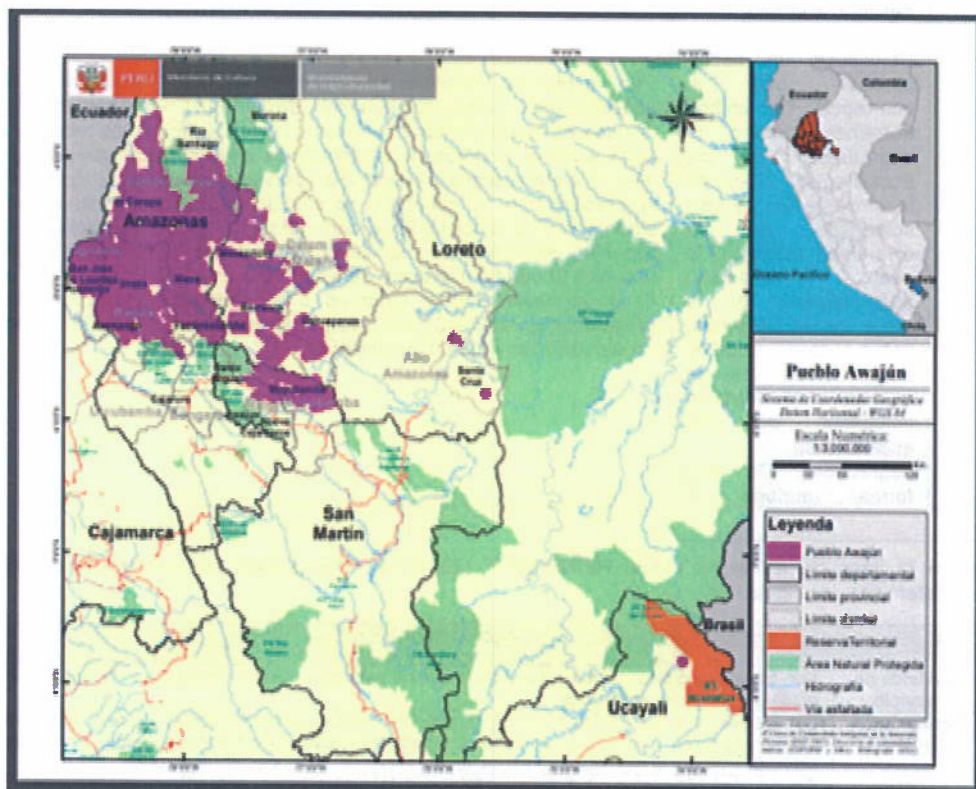
Servicios Ecosistémicos	
Servicios de servicio	Son bienes tangibles (también llamados recursos naturales); están incluidos los alimentos, el agua, la madera y las fibras, entre otros
Servicios de Regulación	Son los servicios que permiten que las condiciones tiendan a cambiar poco y a oscilar dentro de rangos que nos permiten vivir, cultivar alimentos o regular los impactos de eventos extremos, entre otros. Estos servicios incluyen la regulación climática, la regulación de inundaciones, entre otros.
Servicios Culturales	Son aquellos servicios que brindan beneficios que dependen de las percepciones colectivas de la sociedad acerca de los ecosistemas y de sus componentes, los cuales pueden ser materiales tangibles o intangibles; los beneficios espirituales, recreativos o educacionales que brindan los ecosistemas se consideran en esta categoría
Servicios de apoyo	Servicios que se proveen para apoyar a hábitats y al funcionamiento de ecosistemas, como el hábitat de vida silvestre, régimen de caudales necesarios para mantener el hábitat y los usos río abajo.

Fuente: Resolución Directoral I

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
	contacto directo con los hidrocarburos, la degradación de los ecosistemas —cuyos servicios brindan el principal soporte para su supervivencia— también se constituyen como efectos negativos en la salud.	
4	Comunidades y pueblos indígenas se asientan en las áreas de influencia de los	Para la primera instancia, el tránsito del hidrocarburo por los cauces de los ríos mencionados conllevó al alcance de los territorios donde se asientan centros poblados y comunidades nativas; áreas que, por otro lado, también constituyen territorios de los pueblos indígenas Awajún ¹⁶⁰ y Wampis ¹⁶¹ .

¹⁶⁰ Conforme se detalla a continuación:

Mapa N° 4: Mapa del territorio del pueblo indígena Awajún.



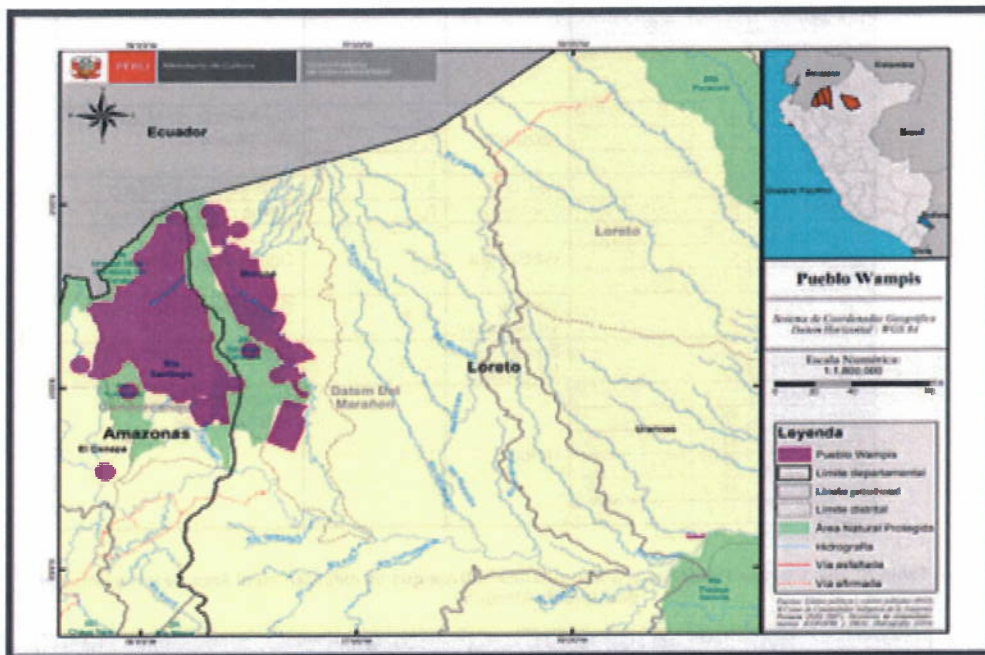
Fuente: Base de Datos de Pueblos Indígenas y Originarios
Elaboración: Ministerio de Cultura

Disponible en <https://bdpi.cultura.gob.pe/pueblos/awajun>

¹⁶¹ Conforme se detalla a continuación:

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
	<p>derrames de hidrocarburos</p> <p>Constituye un hecho probado que, el petróleo crudo derramado discurrió a través de las aguas de quebradas o ríos, Inayo, Chiriaco, Morona y quebrada sin nombre¹⁵⁹.</p>	

Mapa N° 3: Mapa del territorio del pueblo indígena Wampis.



Fuente: Base de Datos de Pueblos Indígenas y Originarios
Elaboración: Ministerio de Cultura

Disponible en <https://bdpi.cultura.gob.pe/pueblos/wampis>

159

Comunidades nativas que fueron identificadas, bajo el siguiente detalle:

Tabla N° 103: Centros Poblados y Comunidades Nativas que se asientan en el área de influencia del derrame de Imaza

Centro Poblado	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Comunidad Nativa	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Ubicación referencial
Chiriaco	2.9	-	-	Orillas del río Chiriaco
Inayo	1.8	-	-	Confluencia quebrada Inayo y río Chiriaco
Yagkug	3.4	Yagkug	6.2	Orillas del río Chiriaco
Pakun	3.5	Pacuy	6.2	Orillas del río Chiriaco

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
5	<p>Miembros de las comunidades y pueblos indígenas que se asientan en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos desarrollan actividades cotidianas en el ámbito de los ríos Marañón, Chiriaco y afluentes</p> <p>Constituye un hecho probado que, el petróleo crudo derramado discurrió a</p>	<p>Para la primera instancia quedó evidenciado que las comunidades que se asientan en ambos márgenes del río Morona les dan diversas utilidades a los recursos ambientales (bióticos y abióticos) provenientes del mencionado río, siendo un uso de mayor importancia el de consumo humano, toda vez que estas comunidades presentan serias deficiencias en servicios básicos como el acceso al agua potable a través de sistemas de tratamiento para potabilización; de forma que, al verse contaminados los primeros, inciden directamente en el desarrollo de las actividades de abastecimiento de los miembros de dichas comunidades.</p>

Umukay	4.6			
Yangunga	3.4			
Puerto Pacuy	2.7			
Umukay	4.4		3.2	Confluencia río Marañón y río Chiriaco
San Ramon	6.5	Nazareth	7.1	
Nazareth	5.3		5.7	
Curva	5.4	La Curva	5.4	Orillas del río Chiriaco
Samaren	9.3	Samaren	9.6	Orillas del río Marañón
Chillacanday	11.8			
Wachapea	4.2	Wachapea	8.9	Orillas del río Chiriaco
Pakuy	2.7			
San Rafael Winchu	5.7	Winchu Temashnum	10.6	Orillas del río Marañón
Alto Dapínza	9.5	Sawientsa Bichanak	11.8	Orillas del río Marañón
Alto Wawim	13.1			Orillas de la quebrada Antamanentsa
Chigkanas	14.0			
Tsegken	12.9			
Shimpuents	15.8	Umukai	14.9	
Bakants	18.3			
Agkushp	14.8			

Fuente: Resolución Directoral I

Tabla N° 104: Centros Poblados y Comunidades nativas que se asientan en el área de influencia del derrame de Morona

Centro Poblado	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Comunidad Nativa	Distancia al punto del derrame (kilómetros)	Descripción
Copales Unidos	8.7	-	-	Orillas de la quebrada Copal
Mayuriaga	12.7	Mayuriaga	12.9	Orillas río Mayuriaga
Tierra blanca	14.6		-	Afluencia quebrada Cashacaño y quebrada Ajuamari
Nuevo San Martín	16.7	Nuevo San Martín	-	Afluencia río Mayuriaga y río Morona
Patria Nueva	25.9	-	-	Orillas río Morona
Yamakay	30.2	Yamakai	33.1	Orillas río Morona
Bencal	35.6	-	-	Orillas río Morona
Nueva Paragua Poza	38.3	-	-	Orillas río Morona
Dos Hermanos	46.5	-	-	Orillas río Morona
Puerto Libre	51.7	-	-	Orillas río Morona

Fuente: Resolución Directoral I

N°	Hecho probado	Manifestación en la salud de las personas (fundamento de la DFAI)
	<p>través de las aguas de quebradas o ríos, Inayo, Chiriaco, Morona y quebrada sin nombre, ello conllevó que alcanzara ecosistemas acuáticos utilizados como fuente principal de alimento proteico (peces), desarrollo de la actividad agrícola y pecuaria en sus riberas, medio para actividades domésticas como el lavado de ropa y actividades recreacionales.</p>	
6	<p>Existe una interrelación de los hechos probados y el daño a la salud como estado completo de bienestar</p> <p>Constituye un hecho probado que Petroperú no adoptó medidas de control y minimización, lo cual conllevó la migración del hidrocarburo que alcanzó extensas áreas donde entró en contacto con el suelo, cuerpos de agua, vegetación y fauna.</p>	<p>Para la primera instancia, la migración del hidrocarburo crudo por los ríos aledaños al área de impacto implicó que estos se constituyeran como mecanismo de transporte del mismo, entrando en contacto con el entorno natural donde se desarrollan los miembros de las comunidades y pueblos indígenas (como fuente de subsistencia y de desenvolvimiento de sus actividades); generando, dicha circunstancia, un daño real a la salud de las personas tanto a nivel del bienestar físico, como mental y social.</p> <p>Respecto del daño físico, se demostró la presencia de afecciones derivadas de la exposición al petróleo crudo.</p> <p>Por otro lado, a nivel mental y social, se generó un estado de alerta y miedo, al ver que su medio de subsistencia (flora, fauna y agua) fue afectado; impactando negativamente en la psique de los pobladores y perturbando el normal desarrollo de sus costumbres tradicionales, en un escenario donde el territorio no es solo un espacio geográfico, sino parte de su idiosincrasia y sustento de sus relaciones sociales como comunidad.</p>

Fuente: Resolución Directoral I
Elaboración: TFA

272. Del cuadro precedente se observa, entonces, que la DFAI, a partir de la probanza certera de hechos, tales como: i) la constatación de presencia de TPH tanto en los componentes agua como suelo; ii) la afectación de los servicios ecosistémicos; iii) la existencia de comunidades y pueblos indígenas que se asientan en las áreas de influencia de los derrames de hidrocarburos; iv) la afectación al desarrollo de las cotidianas en el ámbito de los ríos Marañón, Chiriaco y afluentes por parte de dichos pobladores; y, finalmente v) la acreditación efectiva de un daño real muy grave a la salud de los integrantes de dichas localidades; concluyó en la existencia de elementos suficientes para establecer que confluían los requisitos establecidos legalmente y, por ende, determinar la responsabilidad administrativa de Petroperú al haber generado daño real y muy grave a la salud de las personas.

A.2) Conclusiones

273. Tal como ha sido materia de desarrollo, a lo largo del presente acápite, la necesidad de recabar medios probatorios certeros, idóneos y suficientes que permitan validar plenamente la subsunción de los hechos detectados en el marco de la previsto en el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230, llevó a este Colegiado a evaluar, de manera detallada, cada uno de los empleados por la DFAI, conforme al principio de verdad material recogido en el inciso 1.11 del numeral 1 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG¹⁶²; en tanto, se exige de aquella la verificación plena de la existencia de un daño muy grave a la salud de las personas, a través de actividad probatoria autorizada por ley, más aún si el administrado señala la falta de pertinencia de los mismos.

274. Para ello, debe tenerse presente que, de acuerdo con el artículo 191° del Código Procesal Civil, aprobado por Decreto Legislativo N° 768¹⁶³, la actividad probatoria regulada en nuestro ordenamiento jurídico permite la actuación de medios de prueba (pruebas instrumentales, periciales y de inspección que tengan pertinencia con la cuestión que se discute), así como de sus sucedáneos, estableciendo, además, que ambos son idóneos para acreditar los hechos expuestos por las partes, producir certeza en el Juez respecto de los puntos controvertidos, y fundamentar sus decisiones¹⁶⁴.

275. De ahí que, podemos distinguir unos de otros en que:

275.1 El medio probatorio es «todo aquel instrumento por el cual se incorpora al proceso cierta información sobre sucesos que han ocurrido en la realidad. Mediante estos instrumentos se busca introducir información al procedimiento con el objeto de justificar la verdad de una determinada afirmación sobre un hecho. Algunos tipos de medios

¹⁶²

TUO de la LPAG

Artículo IV. Principios del procedimiento administrativo

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

1.11. Principio de verdad material.- En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas.

En el caso de procedimientos trilaterales la autoridad administrativa estará facultada a verificar por todos los medios disponibles la verdad de los hechos que le son propuestos por las partes, sin que ello signifique una sustitución del deber probatorio que corresponde a estas. Sin embargo, la autoridad administrativa estará obligada a ejercer dicha facultad cuando su pronunciamiento pudiera involucrar también al interés público.

¹⁶³

Aplicable de manera supletoria al presente procedimiento administrativo sancionador, en atención a su Primera Disposición Final y en virtud de lo señalado en el numeral 1.2 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG.

¹⁶⁴

Decreto Legislativo N° 768, Texto Único Ordenado del Código Procesal Civil, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 22 de abril de 1993.

Idoneidad de los medios de prueba. -

Artículo 191°. - Todos los medios de prueba, así como sus sucedáneos, aunque no estén tipificados en este Código, son idóneos para lograr la finalidad prevista en el Artículo 188°. Los sucedáneos de los medios probatorios complementan la obtención de la finalidad de éstos.

probatorios son el testimonio, la declaración del perito o su informe, un documento, entre otros¹⁶⁵».

275.2 Mientras que los sucedáneos —conforme al artículo 275° del Código Procesal Civil¹⁶⁶— son aquellos «auxilios establecidos por la ley o asumidos por el Juez para lograr la finalidad de los medios probatorios, corroborando, complementando o sustituyendo el valor o alcance de éstos; siendo que, dentro de este conjunto de sucedáneos se encuentran, entre otros, la presunción jurídica y los indicios¹⁶⁷».

276. Partiendo de lo anotado, una primera conclusión a la que esta Sala arriba es que, en la tramitación de un procedimiento administrativo sancionador, la actuación probatoria de la autoridad administrativa también involucra la adopción de los indicios y las presunciones, por ser sucedáneos de la prueba, precisamente para llegar a la certeza de la hipótesis inicialmente planteada (hecho final–infracción), ello en aplicación del principio de verdad material y debido procedimiento.

277. En consideración del marco normativo expuesto, y conforme se señaló en los párrafos precedentes, para acreditar la existencia de daño real y muy grave a la salud de las personas, la DFAI se sirvió de ambos mecanismos habilitados para el ejercicio de la actividad probatoria:

279.1 De un lado, a través de los medios probatorios recabados a partir, no solo de la actuación realizada por el OEFA en el ejercicio de sus funciones (informes de supervisión y evaluación que constataron los hechos producidos *in situ*), sino los obtenidos como consecuencia de la colaboración interinstitucional (informes del Ministerio de Cultura, INDECI, DIRESA, entre otros); estos últimos que, a su vez, se sirvieron de testimonios y declaraciones de los propios afectados.

279.2 Todos estos que, en definitiva, permitieron acreditar, de manera fehaciente, que la afectación fue:

¹⁶⁵ Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. *Guía práctica sobre la actividad probatoria en los procedimientos administrativos*.

Recuperado de: <https://www.minjus.gob.pe/wp-content/uploads/2016/12/MINJUS-DGDOJ-Guia-practica-sobre-la-actividad-probatoria-en-los-procedimientos-administrativos.pdf>


Consulta: 15 de noviembre de 2019

¹⁶⁶ Decreto Legislativo N° 768.


Finalidad de los sucedáneos. -

Artículo 275°.- Los sucedáneos son auxilios establecidos por la ley o asumidos por el Juez para lograr la finalidad de los medios probatorios, corroborando, complementando o sustituyendo el valor o alcance de éstos.


¹⁶⁷ Los indicios son definidos por el artículo 276° del Decreto Legislativo N° 768, como los actos, circunstancias o signos suficientemente acreditados a través de los medios probatorios, los cuales adquieren significación en su conjunto cuando conducen al Juez a la certeza en torno a un hecho desconocido relacionado con la controversia.




279.2.1 Objetiva: los hechos fueron constatados sobre la realidad verificada *in situ* como consecuencia de las emergencias ambientales acaecidas en los distritos de Imaza y Morona; siendo que: (i) se constató la atención médica de los pobladores de las zonas aledañas al derrame (salud física); (ii) la pérdida de cultivos, migración de animales propios de la zona (carne de monte) y la escasez de los recursos hídricos y el aumento de los precios de los productos de primera necesidad (salud social); y, (iii) la preocupación de estos por la posibilidad de verse afectados con nuevas enfermedades o la imposibilidad de trasladarse a zonas más alejadas para obtener la cobertura básica de sus necesidades y desarrollo de sus costumbres.



279.2.2 Individualizada: según fuentes del COEN del INDECI, las familias afectadas fueron: i) 3222 en Imaza; y, ii) 614 en Morona; siendo que, a nivel de daño a la salud física, en el primero se identificaron 39 personas las afectadas por el contacto directo con el hidrocarburo, mientras que en Morona, ascendieron a 16 personas.



279.2.3 Acreditada: a través de los distintos informes, monitoreos, declaraciones, entre otros, fue posible demostrar los puntos antes señalados. Por otro lado, a través indicios que responden: (i) a la aplicación de un hecho base (concentraciones de TPH en componentes, afectación a la flora y fauna que constituyen medios de subsistencia de las poblaciones), un hecho consecuencia (el detrimento de la salud en todos y cada uno de sus componentes) y un enlace o razonamiento deductivo (la interrelación con el daño a la salud); y, (ii) a la exteriorización de este razonamiento en la resolución directoral correspondiente (la aplicación de la vía procedimental ordinaria y la consecuente determinación de la existencia del daño real por la afectación muy grave a la salud de las personas conforme lo señala el literal a) del artículo 19° de la Ley N° 30230).



278. Dicho esto, corresponde señalar que, atendiendo a que la gravedad del daño a la salud no puede ser declarada en función de la constatación de resultados o parámetros anormales o extremos a nivel meramente fisiológico de las personas (que implique su postración o incluso muerte en algunos casos); sino que, por el contrario, la misma debe ser valorada sobre la base de indicadores preexistentes que conviertan a estas en personas con un rango mayor de susceptibilidad (como los pobladores integrantes de las comunidades nativas identificadas) y, por tanto, de mayor protección; a juicio de este Colegiado, a través de los actuados obrantes en el presente expediente, quedó acreditado el daño muy grave a la salud integral de las personas, por lo que la subsunción de los hechos se corresponden con el tipo recogido en literal a) del artículo 19°

de la Ley N° 30230.

279. En este sentido, corresponde desestimar los argumentos esbozados en la apelación por Petroperú puesto que no se han vulnerado los principios de legalidad y tipicidad, recogidos en el TUO de la LPAG; debiéndose confirmar el acto impugnado en este extremo.

IX.2) Determinar si correspondía declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras N°s 1 y 2 del Cuadro N° 6 de la presente resolución

280. Dadas las características de peligrosidad de la cadena del sector de hidrocarburos¹⁶⁸, el desarrollo de las actividades que la conforman es susceptible de generar impactos ambientales negativos; de ahí que, sus titulares serán responsables del cumplimiento no solo de las obligaciones impuestas por parte del legislador, sino también de las asumidas en sus instrumentos de gestión ambiental y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la autoridad ambiental competente¹⁶⁹.

281. Partiendo de ello, ante la necesidad de alcanzar un equilibrio entre la inversión de las actividades económicas —y, por ende, el desarrollo del país— y la protección ambiental en aras de lograr las condiciones adecuadas para la vida, el OEFA (como órgano competente) deberá velar por el impulso y la promoción del cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables.

282. Bajo esta lógica y dado los acontecimientos descritos en las consideraciones preliminares, en el presente PAS se consideró que una de las fuentes de obligaciones incumplidas por Petroperú era la relativa a aquellas obligaciones asumidas en el PAMA, concretamente las actividades de mantenimiento del ONP¹⁷⁰.

¹⁶⁸ De un lado exploración y producción (*Upstream*), y de otro, refinación o procesamiento, transporte y comercialización (*Downstream*).

¹⁶⁹ Ello de conformidad con lo establecido en los siguientes preceptos normativos:
Ley General del Ambiente

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

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

RPAAH

Artículo 3°.- Responsabilidad Ambiental de los Titulares

Los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos son responsables del cumplimiento de lo dispuesto en el marco legal ambiental vigente, en los Estudios Ambientales y/o Instrumentos de Gestión Ambiental Complementarios aprobados y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la Autoridad Ambiental Competente. (...)

¹⁷⁰ Fuente de obligación que corresponde a la conducta infractora N° 4 de los Cuadros N°s 1 y 2 de la presente resolución.

A) Sobre las obligaciones contenidas en el PAMA del ONP

283. Lo señalado con anterioridad, guarda estrecha relación con el principio de prevención recogido en el artículo IV¹⁷¹ de la LGA, en virtud del cual, la gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental; de ahí que, sea el propio legislador quien, al establecer el marco normativo legal para asegurar el efectivo desarrollo de la misma, considere establecer normas básicas que permitan asegurar certeramente el derecho a un ambiente saludable, equilibrado y adecuado.
284. Entre estos preceptos, resulta relevante traer a colación lo prescrito en los artículos 16°, 17° y 18° de la LGA, donde se establecen que los estudios ambientales —en su calidad de instrumentos de gestión ambiental— incorporarán aquellos programas y compromisos que, con carácter obligatorio, tienen como propósito evitar o reducir a niveles tolerables el impacto al medio ambiente generado por las actividades productivas¹⁷².
285. Asimismo, en la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (LSEIA) se exige que toda actividad económica que pueda resultar riesgosa para el ambiente obtenga una certificación ambiental antes de su ejecución¹⁷³. Cabe mencionar que, durante el proceso de la certificación

¹⁷¹ Ley N° 28611
Artículo VI.- Del principio de prevención
La gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental. Cuando no sea posible eliminar las causas que la generan, se adoptan las medidas de mitigación, recuperación, restauración o eventual compensación, que correspondan.

¹⁷² Ley N° 28611
Artículo 16°.- De los instrumentos
16.1 Los instrumentos de gestión ambiental son mecanismos orientados a la ejecución de la política ambiental, sobre la base de los principios establecidos en la presente Ley, y en lo señalado en sus normas complementarias y reglamentarias.
16.2 Constituyen medios operativos que son diseñados, normados y aplicados con carácter funcional o complementario, para efectivizar el cumplimiento de la Política Nacional Ambiental y las normas ambientales que rigen en el país.

Artículo 17°.- De los tipos de instrumentos

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

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

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

Artículo 18°.- Del cumplimiento de los instrumentos.

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

¹⁷³ Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, publicado el 23 de abril de 2001.

Artículo 3°.- Obligatoriedad de la certificación ambiental

ambiental, la autoridad competente realiza una labor de gestión de riesgos, estableciendo una serie de medidas, compromisos y obligaciones que son incluidos en los instrumentos de gestión ambiental que tienen por finalidad reducir, mitigar o eliminar los efectos nocivos generados por la actividad económica.

286. Por su parte, de acuerdo con el artículo 6° de la referida ley, dentro del procedimiento para la certificación ambiental, se debe seguir una serie de etapas, entre las cuales se encuentra la evaluación del instrumento de gestión ambiental presentado por el titular de la actividad, acción que se encuentra a cargo de la autoridad competente¹⁷⁴.
287. Una vez obtenida la certificación ambiental, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 55° del Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-EM (RLSEIA), será responsabilidad del titular de la actividad cumplir con todas las obligaciones en ella contenidas, a fin de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar, compensar y manejar los impactos ambientales señalados en el estudio de impacto ambiental¹⁷⁵.
288. En ese sentido, en el artículo 8° del RPAAH se impone a los titulares de las actividades de hidrocarburos la obligación de iniciar, ampliar o modificar sus actividades contando, previamente, con la aprobación de un instrumento de gestión ambiental y a cumplir los compromisos establecidos en este.
289. Así pues y tal como este Tribunal lo ha señalado en anteriores pronunciamientos¹⁷⁶, debe entenderse que los compromisos asumidos en los

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

174

Ley N° 27446

Artículo 6°. - Procedimiento para la certificación ambiental

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

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

175

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

Artículo 55°. - Resolución aprobatoria

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

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

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

176

Al respecto, se pueden citar las Resoluciones N° 062-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 27 de octubre de 2017,

instrumentos de gestión ambiental son de obligatorio cumplimiento, razón por la cual deben ser ejecutados conforme fueron aprobados por la autoridad de certificación ambiental. Ello es así, toda vez que se encuentran orientados a prevenir o revertir en forma progresiva, según sea el caso, la generación y el impacto negativo al ambiente que puedan ocasionar las actividades productivas.

290. Debido a ello, al identificar previamente las medidas y componentes dispuestos en el instrumento de gestión ambiental, así como las especificaciones contempladas para su cumplimiento (relacionados al modo, forma y tiempo), en el caso específico de Petroperú, se establecieron como actividades de mantenimiento de obligatoria ejecución, las siguientes:

PAMA del ONP¹⁷⁷

(...)

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

- inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos; e
- inspección geométrica. (...)

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 (...).

291. Medidas que, en esa línea, deberán ser desarrolladas por Petroperú durante la etapa de operación del ONP y el ORN, conforme el detalle adjunto:

N° 018-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 22 de junio de 2017, N° 015-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 8 de junio de 2017, N° 051-2016-OEFA/TFA-SEPIM del 24 de noviembre de 2016 y Resolución N° 037-2016-OEFA/TFA-SEPIM del 27 de setiembre de 2016, entre otras.

¹⁷⁷ En la página 53 del Capítulo V. *Descripción de la Actividad Empresarial*, Punto G: *Instalaciones y Procesos* del PAMA del ONP, se indican medidas de protección de las tuberías del ONP:

8. Protección de la tubería, el Oleoducto tiene instalado un sistema de protección catódica a lo largo de toda la tubería, el sistema consiste en la locación de ánodos de sacrificio ya sea en cintas de magnesio para la zona de selva baja y en bloques de magnesio para el resto del Oleoducto (...).
9. Tuberías y revestimiento, la tubería empleada en la construcción del Oleoducto tiene las siguientes especificaciones: API 5 LX/5 en grado X-52 con límites de fluencia mínimo de 36 kg/mm² (52,000 psi). El tramo Estación 1 – 5 (tubería de 24" de diámetro) y Andoas – Estación 5 (tubería de 16" de diámetro) están sobre zonas inundables y a la intemperie llevan como revestimiento una película de pintura epóxica aplicada por fusión en planta (...).

Cuadro N° 28: Medidas de mantenimientos contenidas en el PAMA relacionadas a los derrames¹⁷⁸

Mantenimiento	Periodicidad
Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspabulos electromagnéticos.	Se realizan en promedio cada 5 años.
Inspección geométrica.	Se realizan en promedio cada 5 años.
Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	Anual
Monitoreo de los potenciales de protección catódica y de resistencia eléctrica del terreno.	Semestral en el ONP y anual en el ORN.

Fuente: PAMA del ONP
Elaboración: TFA

A.1) Sobre las obligaciones relacionadas al mantenimiento de los oleoductos

292. De lo expuesto y toda vez que la causa de la falla difiere según los diferentes puntos de derrame (*Stress Corrosion Cracking* o abrasión), es posible identificar como aquellas medidas de mantenimiento establecidas en el PAMA, las que se detallan a continuación:

Cuadro N° 29: Medidas de mantenimiento no adoptadas por Petroperú por las cuales se determinó responsabilidad respecto de las conductas infractoras N°s 1 y 2

Conducta Infractora	Punto del derrame	Causa de la falla del ONP	Acciones de mantenimiento ¹⁷⁹	
			Inspecciones internas	Inspecciones externas
No realizar acciones de mantenimiento o del ONP generando daño real a la salud humana.	km 440+781 del Tramo II del ONP ¹⁸⁰	<i>Stress Corrosion Cracking (SSC)</i>	✓ Inspecciones geométricas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inspecciones visuales sobre el DDV. ✓ Inspecciones de los potenciales de protección catódica. ✓ Monitoreos de resistencia eléctrica del terreno.
	km 206+035 del Ramal	Abrasión	✓ Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con	✓ Inspecciones visuales sobre el DDV.

¹⁷⁸ Mediante la Carta N° GOLE-139-2003, Petroperú comunicó a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas el levantamiento de las observaciones en el marco de la Modificación del Impacto N° 19 del PAMA del ONP, siendo que en este documento Petroperú establece la periodicidad en la cual ejecutará las medidas de mantenimiento.

¹⁷⁹ En ese sentido, cabe señalar que la DFAI efectuó un análisis detallado de la finalidad de las medidas de mantenimiento establecidas en el PAMA en los considerandos 142 a 160 de la Resolución Directoral N° 160-2019-OEFA/DFAI.

¹⁸⁰ Conducta infractora N° 1.

Conducta infractora	Punto del derrame	Causa de la falla del ONP	Acciones de mantenimiento ¹⁷⁹	
			Inspecciones internas	Inspecciones externas
	Norte del ONP ¹⁸¹		raspatubos electromagnéticos. ✓ Inspecciones geométricas.	✓ Inspecciones de los potenciales de protección catódica.

Elaboración: TFA

293. En función de ello, a continuación, se efectuará el análisis individualizado de cada una de las conductas infractoras relacionadas con el incumplimiento del referido instrumento de gestión ambiental.

A.1.a) Respecto de la conducta infractora N° 1

294. La evaluación de la determinación de responsabilidad de Petroperú por la comisión de la presente conducta infractora, amerita necesariamente retrotraernos a la causa del derrame, ya que —en la misma línea que la DFAI— el incumplimiento detectado ha de circunscribirse únicamente respecto de aquellas medidas de mantenimiento establecidas en el PAMA que se encuentran directamente relacionadas a la detección de los factores desencadenantes del referido fenómeno.

295. Para ello, y en atención a que el origen de la falla que evidenció la falta de mantenimiento, en el caso concreto, es el *Stress Corrosion Cracking (SCC)*, para este Colegiado resulta necesario determinar cómo estas medidas hubieran permitido evitar los fenómenos que ocasionaron la mencionada falla; análisis que, en ese sentido, se efectúa en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 30: Medidas de mantenimiento relacionadas a la detección de SCC

Factor desencadenante del SCC	Medida de mantenimiento establecida en el PAMA
Esfuerzo por tensión debido al deslizamiento del terreno (flexión del ducto)	<u>Inspecciones visuales sobre el DDV</u> La ejecución de esta medida de mantenimiento habría detectado condiciones naturales y/o antropogénicas que pudieran poner en riesgo la integridad del ducto en la zona del derrame.
	<u>Inspecciones geométricas</u> La ejecución de esta medida de mantenimiento habría determinado la existencia de una deformación de la tubería debido al esfuerzo por tensión originado por el deslizamiento del terreno.

¹⁸¹ Conducta infractora N° 2.

Factor desencadenante del SCC	Medida de mantenimiento establecida en el PAMA
Exposición del ducto debido a la pérdida de recubrimiento	<p><u>Monitoreo de los potenciales de protección catódica</u></p> <p>El análisis de los valores de potencial obtenidos del monitoreo de la protección catódica permite determinar una posible pérdida del revestimiento, es así que del análisis de los registros históricos de los potenciales de protección catódica se pudo haber advertido la pérdida del revestimiento, y con ello la posible exposición a un ambiente corrosivo.</p>
Presencia de un ambiente corrosivo (suelo húmedo con pH alto)	<p><u>Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno</u></p> <p>La ejecución de esta medida de mantenimiento habría determinado el grado de corrosividad del suelo en la zona del derrame.</p>

Elaboración: TFA

a.1 Análisis detallado de las acciones de mantenimiento relacionadas al SCC

296. En función a dicha esquematización, esta Sala verificará —partiendo de su revisión individualizada— los distintos elementos y actuados en el presente PAS que condujeron a la DFAI a resolver la determinación de la responsabilidad por el incumplimiento de la conducta infractora N° 1.

✓ Sobre la ejecución de inspecciones visuales sobre el DDV

297. Al respecto se debe indicar que conforme al PAMA del ONP, Petroperú asumió el compromiso de realizar las inspecciones visuales sobre el DDV con una frecuencia anual; por lo que, ante el acaecimiento del derrame ocurrido el 25 de enero de 2016, aquel debió haber acreditado la ejecución de dichas inspecciones durante el año 2015.

298. Sobre el particular, de la revisión del presente expediente, se tiene que Petroperú no presentó medio probatorio alguno que acredite la ejecución de las inspecciones visuales sobre el DDV en el punto donde ocurrió el derrame; siendo que, únicamente se ciñó a precisar que el Osinergmin — mediante Resolución N° 2674-2017-OS/DSHL (en adelante, **Resolución del Osinergmin**)—, ya habría evaluado que estas inspecciones fueron desarrolladas de manera completa, concluyendo que no se habría identificado la existencia de incumplimientos ni de ninguna norma respecto de las mencionadas inspecciones.

299. Estando a lo expuesto, se ha de tener en cuenta que, tras la revisión del Informe Final de Instrucción N° DSHL-1973-2017 (sobre el cual se basa la Resolución del Osinergmin), este Colegiado pudo advertir que al emitir pronunciamiento, la mencionada autoridad se basó únicamente en lo dicho por Petroperú, esto es, a la zona del derrame no era considerada zona crítica motivo por el cual habría

implementado inspecciones periódicas y patrullajes; ello, conforme se desprende a continuación:

Informe Final de Instrucción N° DSHL-1973-2017¹⁸²

4. Sustentación de los Descargos (...)

4.4 **Asimismo, indica contar** con los programas de monitoreo que establece la normativa en cuestión, pero solo en las zonas críticas y que para las zonas con nivel de movimiento menor se han implementado mecanismos de monitoreo como inspecciones periódicas y patrullajes. (...)

5. Análisis (...)

5.2 (...) **Petroperú manifiesta que la zona afectada** no era considerada como zona crítica, (...)

300. Por consiguiente, aun cuando el Osinergmin hubiera señalado el cumplimiento de las mencionadas acciones, de la revisión de los actuados que obran en el presente PAS, no se evidencia la presentación por parte de Petroperú de medio probatorio alguno en respuesta a la tramitación de este caso en concreto, que permitiera corroborar la ejecución de las inspecciones del DDV en la zona donde ocurrió el derrame; por lo que al no haber sido posible su constatación, ni siquiera de la revisión de los avances de los planes de mantenimiento correspondientes a los años 2010 al 2015¹⁸³, a juicio de esta Sala, la determinación del incumplimiento de esta medida efectuado por la DFAI, fue correcta.

✓ Sobre la ejecución de Inspecciones geométricas

301. Al respecto se debe indicar que el administrado ha presentado como medio probatorio para acreditar la ejecución de inspecciones geométricas el denominado *Reporte Final para la Inspección en Línea del Ducto 36 Pulg Estación 5 to Estación 7, 212.485 KM¹⁸⁴*, elaborado por la empresa LIN SCAN, con base a la inspección realizada del 20 de mayo de 2015 al 4 de agosto de 2015.

302. El referido informe, indica que la inspección geométrica se realizó —mediante corrida caliper¹⁸⁵—, teniendo como punto de lanzamiento del sensor la Estación

¹⁸² Folios 965, 966 y 967.

¹⁸³ Presentados el 7 de abril de 2016, mediante Hoja de Trámite N° 27236, como descargo a la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI.

¹⁸⁴ Contenido en el CD digitalizado que obra en el folio 1394.

¹⁸⁵ Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano, remitido mediante Carta N° OLEO-1024-2014 del 29 de diciembre de 2014 al Osinergmin, contenido en el CD digitalizado que obra en el folio 1425.

Actividad N° 04 – Plan de Inspección el Oleoducto Norperuano

(...)

“4 Desarrollo

4.1 Metodologías de inspección en ductos

(...)

4.1.1 Inspección Interna

Herramientas geométricas: Típicamente llamadas calipers, se utilizan para medir diámetros y deformaciones (Abolladuras y arrugas).”

5 y como punto receptor la Estación 7 del ONP¹⁸⁶; siendo así que, como resultado de dicha inspección, se detectaron 1084 anomalías geométricas (1080 abolladuras y 4 chapa onduladas):

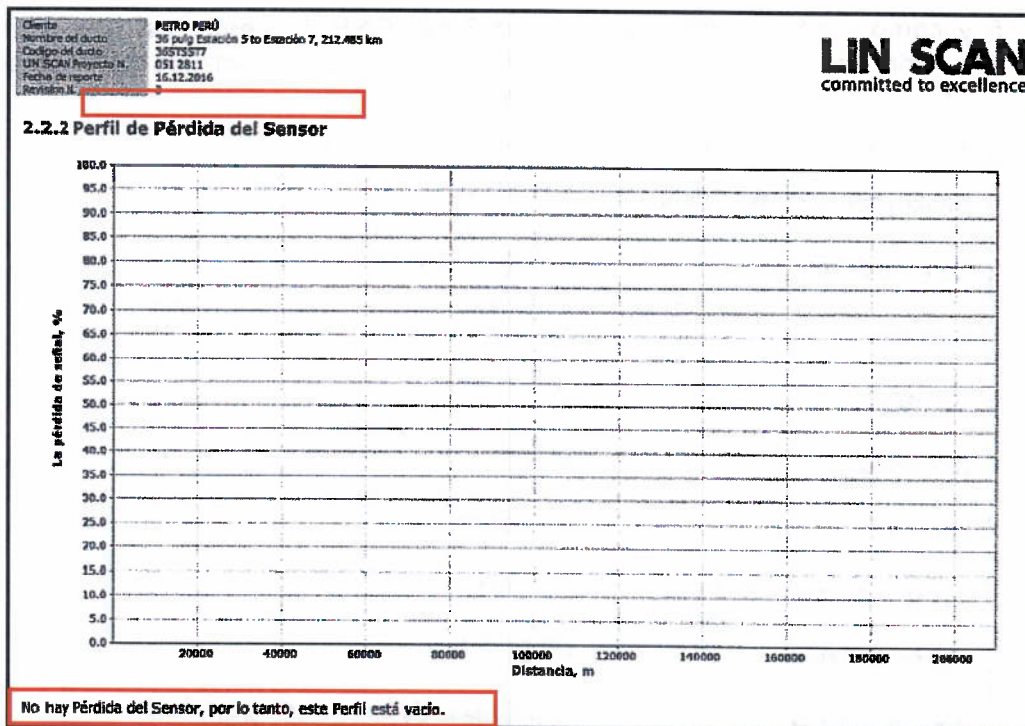
Dueño/operador del Ducto	PETRO PERÚ
Nombre del ducto	36 pulg de Estación 5 a Estación 7, 212.485 km
Lanzador	Estación 5
Receptor	Estación 7
Diámetro	36 pulg
Longitud	212.485 km
Espesor de pared Nominal	7.9 - 26 mm
Grado de Acero	API 5L X52
Tipo de tubería	Tubería de soldadura espiral/longitudinal
MAOP*	Estación 5 - 60.7 kg/cm ² Estación 6 - 25/56.5 kg/cm ² Estación 7 - 22.5 kg/cm ²
Año de comisión	1977
Producto	Crudo
Historia de Inspecciones	1999 Rosen

Fuente: Reporte Final para la Inspección LIN SCAN.

303. Asimismo, en el referido reporte se presentó el diagrama denominado *Perfil de Pérdida del Sensor*, el cual evidencia que no hubo pérdida de señal del sensor en ningún momento de la inspección, entendiéndose así, que el sensor detectó todas las anomalías geométricas entre la Estación 5 y la Estación 7:

(...)

¹⁸⁶ Cabe señalar que, la progresiva 440+781 del Tramo II del ONP se encuentra ubicada entre la Estación 6 y Estación 7 del Tramo II del ONP.



Fuente: Reporte Final para la Inspección LIN SCAN.

304. En ese sentido, contrariamente a lo señalado por la primera instancia, para el caso concreto de las inspecciones geométricas, el administrado sí acreditó su ejecución en el km 440+781 del Tramo II del ONP (progresiva ubicada entre la Estación 6 y la Estación 7); toda vez que —de acuerdo a la información presentada en el *Reporte Final para la Inspección en Línea del Ducto 36 Pulg Estación 5 to Estación 7, 212.485 KM* (elaborado por la empresa LIN SCAN)—, se desprende que, durante la inspección geométrica realizada en el año 2015, el sensor realizó un recorrido desde la Estación 5 a la Estación 7, tramo en el cual se encuentra comprendido el km 440+781, sin presentar ninguna pérdida de señal durante su recorrido, acreditando de esta manera que sí se realizó la inspección geométrica en dicho punto.
305. Por consiguiente, corresponde revocar la Resolución Directoral I en torno a la declaración de la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de la conducta infractora N° 1 en este extremo del incumplimiento; debiéndose archivar el PAS en dicho extremo.
306. Decisión adoptada por esta Sala, al advertirse haberse valorado de manera distinta los medios probatorios presentados por Petroperú respecto de ese extremo, de conformidad con lo establecido en el segundo párrafo¹⁸⁷ del

¹⁸⁷

TUO de la LPAG

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

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

numeral 6.3 del artículo 6° del TUO de la LPAG.

- ✓ Sobre la ejecución de los monitoreos de los potenciales de protección catódica

307. Al respecto y de conformidad con los compromisos establecidos en el PAMA, Petroperú debió realizar el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Tramo II del ONP con una frecuencia semestral.

308. No obstante, en la misma línea que la primera instancia, este Colegiado — evaluar la documentación aportada por el administrado— no pudo constatar su cumplimiento; puesto que:

307.1 De la revisión de la documentación aportada como consecuencia de los hechos detectados (materia de análisis en los respectivos Informes de Supervisión Directa), concretamente de los avances de los planes de mantenimiento correspondientes a los años 2010 al 2015¹⁸⁸, el administrado no logró acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica, en el punto donde ocurrió el derrame.

307.2 Actividades que, incluso, no fueron posibles acreditar durante la tramitación del presente PAS, toda vez que, aun cuando este presentó información señalando la realización del monitoreo de los potenciales de protección catódica en la zona donde ocurrió el derrame entre diciembre de 2015 y enero de 2016¹⁸⁹ (segundo semestre 2015), no se advierte la ejecución de los monitoreos correspondientes a los semestres anteriores al ejecutado, siendo ello necesario a fin de acreditar el cumplimiento de su obligación en el modo, forma y tiempo establecido en el PAMA.

309. Por consiguiente y en tanto los compromisos asumidos en los instrumentos de gestión ambiental son de obligatorio cumplimiento, tal como ha señalado este Tribunal en anteriores pronunciamientos¹⁹⁰, estos deben ser ejecutados conforme fueron aprobados por la autoridad de certificación ambiental. Ello es

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

¹⁸⁸ Presentados el 7 de abril de 2016, mediante Hoja de Trámite N° 27236, como descargo a la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI.

¹⁸⁹ Archivo digitalizado denominado 2016-02-04_INF PRELIMI FALLA 440+781_PETROPERÚ contenido en el disco compacto que obra en el folio 476.

¹⁹⁰ Al respecto, se pueden citar las Resoluciones N° 062-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 27 de octubre de 2017, N° 018-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 22 de junio de 2017, N° 015-2017-OEFA/TFA-SMEPIM del 8 de junio de 2017, N° 051-2016-OEFA/TFA-SEPIM del 24 de noviembre de 2016 y Resolución N° 037-2016-OEFA/TFA-SEPIM del 27 de setiembre de 2016, entre otras.

así, toda vez que se encuentran orientados a prevenir o revertir en forma progresiva, según sea el caso, la generación y el impacto negativo al ambiente que puedan ocasionar las actividades extractivas y productivas.

310. Siendo que, en el caso particular de esta medida de mantenimiento, si bien está relacionada a determinar los valores de potencial de protección catódica, es también a través de aquella que se podría identificar una posible pérdida del revestimiento¹⁹¹.

✓ Sobre la ejecución del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno

311. Al respecto, el administrado refirió haber realizado la medición de la resistividad del suelo entre el año 2010 a 2015; además, agregó que, generalmente, durante la etapa de diseño se toman las resistividades al suelo circundante en donde se instalará o pasará el trazado del derecho de vía de la tubería del oleoducto¹⁹².

312. Siendo que, en la audiencia de informe oral realizada el 22 de mayo de 2019 ante la DFAI, señaló que, si bien las condiciones del suelo no habían cambiado sustancialmente respecto de su composición química, dicho cambio sí se produjo en la saturación de agua.

313. De ahí que, para este Colegiado, de la revisión de avances de los planes de mantenimiento correspondientes a los años 2010 al 2015¹⁹³, tampoco fue posible advertir que Petroperú hubiera podido acreditar la ejecución del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno en el punto donde ocurrió el derrame.

314. Por ende, y en tanto, no existe medio probatorio alguno que permita acreditar la ejecución del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno en la zona del derrame, antes del derrame ocurrido el 25 de enero de 2016, corresponde confirmar la determinación del incumplimiento de esta medida por parte de Petroperú, conforme a su PAMA.

A.1.b) Respecto de la conducta infractora N° 2

315. Con relación a este extremo, se ha de recordar que la falla que evidenció la falta de mantenimiento respecto del km 206+035 del ORN, fue el fenómeno de la abrasión; por lo que, en la misma línea que el análisis efectuado con anterioridad, corresponde determinar la pertinencia de la ejecución de aquellas, a efectos de que actúen como medio de prevención para evitar los fenómenos

¹⁹¹ Al respecto, se debe señalar que la DFAI realizó una descripción de la relación entre los valores del potencial de protección catódica y las condiciones del revestimiento del ducto en el considerando 189 de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI.

¹⁹² Folio 549.

¹⁹³ Presentados el 7 de abril de 2016, mediante Hoja de Trámite N° 27236, como descargo a la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI.

que ocasionaron la mencionada falla; detalle que se precisa a continuación:

Cuadro N° 31: Medidas de mantenimiento relacionadas a la detección de la abrasión

Factor desencadenante	Medida de mantenimiento establecida en el PAMA
Presencia del flujo de agua	<p><u>Inspecciones visuales sobre el DDV</u></p> <p>La ejecución de esta medida de mantenimiento habría detectado la presencia del flujo de, debido a que en la zona donde ocurrió el derrame la tubería se encuentra sobre el suelo.</p>
Exposición del ducto debido a la pérdida de recubrimiento	<p><u>Inspecciones visuales sobre el DDV</u></p> <p>La ejecución de esta medida de mantenimiento habría detectado la pérdida de recubrimiento del ducto, debido a que en la zona donde ocurrió el derrame la tubería se encuentra sobre el suelo.</p> <p><u>Monitoreo de los potenciales de protección catódica</u></p> <p>El análisis de los valores de potencial obtenidos del monitoreo de la protección catódica permite determinar una posible pérdida del revestimiento, es así que del análisis de los registros históricos de los potenciales de protección catódica se pudo haber advertido la pérdida del revestimiento, lo cual, tal y como se describió ocurrió en un momento previo al desgaste del espesor de la tubería.</p>
Pérdida del espesor del ducto	<p><u>Inspección de pérdida de espesor</u></p> <p>La ejecución de esta medida de mantenimiento habría podido detectar la pérdida de espesor producto de la abrasión, en el tramo donde ocurrió el derrame.</p> <p><u>Inspecciones geométricas</u></p> <p>La ejecución de esta medida de mantenimiento se realiza a fin de detectar defectos en la geometría del ducto, su ejecución es relevante para determinar si el raspatubo electromagnético o inteligente, utilizado para la inspección de pérdida de espesor, puede pasar a través de la tubería sin problemas de atascamiento, motivo por el cual resulta necesaria la ejecución de esta medida de mantenimiento.</p>

Elaboración: TFA

b.1 Análisis detallado de las acciones de mantenimiento relacionadas con la abrasión

316. Sobre la base de lo expuesto, y tras el análisis pormenorizado de los actuados obrantes en el presente PAS relacionados con la acreditación por parte del administrado del cumplimiento de las medidas de mantenimiento señaladas en el cuadro precedente, a continuación, se realizará la correspondiente verificación a efectos de corroborar la determinación de su incumplimiento por parte de la Autoridad Decisora.

✓ Sobre la ejecución de inspecciones visuales sobre el DDV

317. Como se señaló a lo largo de la presente resolución, el administrado asumió el compromiso de realizar las inspecciones visuales sobre el DDV con una frecuencia anual, por lo que la valoración que se haga de la verificación de su cumplimiento, deberá estar asociada directamente con su ejecución en la forma y plazo establecido en el PAMA.

318. Hecho que, sin embargo — tras la revisión de los medios probatorios que obran en el expediente (tales como los avances de los planes de mantenimiento correspondientes a los años 2010 al 2015)—, no pudo ser acreditado por el administrado, toda vez que no obra medio probatorio que confirme la ejecución de las inspecciones visuales sobre el DDV en la forma y plazo establecidos en el PAMA.

✓ Sobre la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica

319. En la misma línea que la medida señalada previamente, en el PAMA, Petroperú se obligó a realizar el monitoreo de los potenciales de protección catódica en el ORN con una frecuencia anual.


320. Siendo que, para acreditar su cumplimiento, el administrado presentó la siguiente documentación, de la cual se realiza el siguiente análisis:

320.1 El denominado *Informe Técnico del Mantenimiento y Reparación del Sistema de Protección Catódica del ORN. Enero 2012. H. Urbina M¹⁹⁴*, el cual contiene el registro de la medición de los potenciales de protección catódica efectuada en los meses de enero y febrero de 2012 en el ORN, del cual se advierte que realizó el monitoreo en la sección correspondiente al punto donde ocurrió el derrame.


320.2 Así también, el documento *ADJUNTO 2 – Caso km 206+035, Registro de inspección de sistema de protección catódica¹⁹⁵*, el cual no tiene fecha de ejecución; sin embargo, dicho documento indica que este servicio fue contratado mediante proceso CME-050-2016-OLE/PETROPERU, proceso que —de acuerdo a la revisión de la información contenida en la página web del SEACE—, tiene como fecha de ejecución, el 11 de setiembre de 2016. Con lo cual, con este no se acreditaría el cumplimiento anterior a la ocurrencia, siendo así que esta actividad se realizó en forma posterior al derrame.

¹⁹⁴ Folio 2218.


¹⁹⁵ Reverso del folio 357.



320.3 Por último, de la revisión de avances de los planes de mantenimiento correspondientes a los años 2010 al 2015¹⁹⁶, tampoco se advierte por parte del administrado haber acreditado la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica, en el punto donde ocurrió el derrame.




321. En consecuencia, y en tanto de acuerdo al compromiso asumido por el administrado, la medición de los potenciales de protección catódica debió efectuarse con una frecuencia anual en el ORN, si bien Petroperú presentó documentación que permite corroborar la realización del monitoreo de potenciales de protección catódica en el año 2012, no sucedió lo mismo respecto de la ejecución de la referida actividad en los años 2013, 2014 y 2015 (años anteriores a la ocurrencia del derrame), motivo por el cual no ha acreditado el cumplimiento de su compromiso, tampoco en este extremo.




322. Finalmente, conviene señalar que, aun cuando el recurrente señale que en la actualidad el punto en donde se produjo el derrame se encuentra sobre marcos H, motivo por el cual la protección catódica no le es aplicable, corresponde mencionar que dicho argumento no desvirtúa la conducta infractora en este extremo puesto que, al momento del derrame, esta sección del ORN se encontraba sobre el suelo.


✓ Sobre la ejecución de Inspecciones geométricas



323. En torno a este punto, se ha de tener en cuenta que, aun cuando el administrado ha presentado como medio probatorio —a efectos de acreditar el cumplimiento de esta medida de mantenimiento— el registro de los datos recabados mediante la inspección geométrica inercial realizada desde el km 205+900 al 206+100 del ORN (tramo dentro del cual se comprende el punto donde se originó el derrame de hidrocarburos, esto es el km 206+035), este, al no presentar fecha cierta de ejecución, no puede ser considerado por este Tribunal como medio probatorio idóneo que permita acreditar el compromiso establecido en el PAMA, en la forma y plazo establecido; aquí, un extracto de dicho informe:



¹⁹⁶ Presentados el 7 de abril de 2016, mediante Hoja de Trámite N° 27236, como descargo a la Resolución Subdirectoral N° 196-2016-OEFA/DFSAI/SDI



resolución, este Tribunal pudo concluir que, en atención a la información proporcionada por Petroperú, a efectos de acreditar el cumplimiento de las acciones de mantenimiento vinculadas a las causas de las fallas que originaron los derrames en los distritos de Imaza y Morona, únicamente fue posible advertir la ejecución de la inspección geométrica en el km 440+781 del Tramo II del ONP; razón por lo cual, corresponde revocar el pronunciamiento emitido por la DFAI únicamente respecto de dicho extremo de la conducta infractora N° 1 descrita en el Cuadro N° 6, debiéndose confirmar la falta de ejecución de las restantes medidas de mantenimiento, así como la totalidad de aquellas cuyo incumplimiento se determinó a través de la conducta infractora N° 2 del referido Cuadro.



B) Sobre los argumentos planteados por Petroperú


329. Considerando el pronunciamiento alcanzado por esta instancia en los párrafos precedentes, en el siguiente acápite se procederá a analizar los argumentos formulados por el administrado respecto de los restantes extremos del acto impugnado que persisten; evaluación que se realizará, de manera conjunta, para las conductas infractoras N°s 1 y 2, en tanto aquel efectuó una argumentación transversal de los mismos.



330. Así, de la revisión del recurso interpuesto, estos se pueden resumir en tres grandes apartados:


- a) La configuración de la ruptura del nexo causal.
- b) Del cumplimiento de las inspecciones visuales en el DDV.
- c) La incorrecta valoración de los medios probatorios.

B.1) De la ruptura del nexo causal



331. En su recurso de apelación, el administrado señaló que los eventos acaecidos en el km 440+781 del Tramo II y km 206+035 del Ramal Norte del ONP responden a hechos irresistibles (deslizamiento y abrasión); situación que, sin embargo, no ha sido valorada por la primera instancia, puesto que: (i) no se aplicó la eximente de responsabilidad administrativa; y, ii) no se consideró el pronunciamiento emitido por el Osinergmin respecto de dichos acontecimientos.

332. En función de ello, solicitó el archivo de las conductas infractoras materia de análisis, al aseverar haber demostrado con objetividad que las causas del evento no sucedieron por inoperancia de Petroperú sino por eventos naturales imprevisibles e irresistibles.



333. Bajo dichos argumentos, para esta Sala, resulta esencial iniciar el análisis de los alegatos, considerando la premisa estipulada en el numeral 8²⁰¹ del artículo

²⁰¹

Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

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

248° del TUO de la LPAG, a partir de la cual, la responsabilidad en el marco de un procedimiento administrativo sancionador, ha de recaer en aquel que incurrió en la conducta prohibida, sea esta activa u omisiva; debiendo, en todo caso, existir una relación de causalidad entre la actuación del administrado y la conducta imputada a título de infracción.

334. Al respecto, la doctrina nacional²⁰² ha señalado que el principio de causalidad implica que la responsabilidad administrativa es personal, lo que hace imposible que un administrado sea sancionado por un hecho cometido por otro, salvo que la ley autorice expresamente figuras solidarias.

335. En tal sentido, este Tribunal considera pertinente señalar que la observancia del principio de causalidad, acarrea el hecho de que no podrá determinarse la responsabilidad de una persona por un hecho ajeno, sino únicamente por el devenir de los actos propios; lo cual implicará, en todo caso, la existencia de una relación causa-efecto, sin que medie quiebre alguno de ese nexo causal.

336. Correspondiendo así, a la Administración acreditar la existencia del nexo causal entre la actividad económica del administrado y el impacto negativo detectado en el ambiente; y, en ese sentido, al administrado el rompimiento del mismo.

337. Esta premisa, adquiere especial relevancia el ámbito de los procedimientos tramitados en el OEFA, puesto que si bien la tramitación de los procedimientos administrativos sancionadores, en general, requiere la valoración del caso a partir de lo establecido en el principio de culpabilidad²⁰³ (en virtud del cual, es subjetiva); cierto es también que, dicho precepto, señala que excepcionalmente habrá responsabilidad objetiva en los casos en la ley lo disponga.

338. En efecto, es importante mencionar que, de acuerdo con el artículo 144° de la LGA²⁰⁴ y el artículo 18° de la Ley del SINEFA²⁰⁵, la responsabilidad

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

²⁰² GUZMÁN NAPURÍ, Christian, *Manual del Procedimiento Administrativo General*. Tercera Edición, 2017. Instituto Pacífico. Lima. pp. 758.

²⁰³ **Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa**
La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales: (...)

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

²⁰⁴ **LGA**

Artículo 144.- De la responsabilidad objetiva

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

²⁰⁵ **Ley del SINEFA**

Artículo 18.- Responsabilidad objetiva

administrativa aplicable en el marco de un procedimiento administrativo sancionador seguido ante el OEFA es objetiva; razón por la cual, una vez verificado el hecho constitutivo de la infracción, el administrado solo podrá eximirse de responsabilidad si logra acreditar, de manera fehaciente, la ruptura del nexo causal, ya sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero²⁰⁶.

339. Así, Peña Chacón indica lo siguiente:

(...) la responsabilidad ambiental objetiva encuentra asidero en las teorías clásicas del riesgo creado y riesgo provecho, por cuanto quien asumen un riesgo donde exista peligrosidad, debe responder por todos los daños causados por dicha peligrosidad, incluyendo si la conducta es lícita, de esta forma, la asunción de riesgo de una actividad intrínsecamente peligrosa no podría bajo ninguna circunstancia corresponder a la víctima ni a la sociedad, sino a los responsables de la misma²⁰⁷.

340. Cabe precisar que, si bien corresponde a la Administración la carga de la prueba –a efectos de atribuirle a los administrados las infracciones que sirven de base para sancionarlos–, ante la prueba de la comisión de la infracción, corresponde al administrado probar los hechos excluyentes de su responsabilidad, tal como observa Nieto García, al hacer referencia a una jurisprudencia del Tribunal Supremo español:

(...) Y, además, carga con la prueba de la falta de culpa al imputado ya que cuando distingue entre los hechos constitutivos de la infracción y hechos eximentes o extintivos, lo hace para gravar con la prueba de los primeros a la Administración, y con la de los segundos al presunto responsable: «por lo que se refiere a la carga probatoria en cualquier acción punitiva, es al órgano sancionador a quien corresponde probar los hechos que hayan de servir de soporte a la posible infracción, **mientras que al imputado únicamente le**

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

²⁰⁶ Al respecto, De Trazegnies señala:

Así, debe entenderse como el responsable de un hecho determinante de tercero "... a aquél que parecía ser el causante, no lo es, sino que es otro quien contribuyó con la causa adecuada"

DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. La Responsabilidad Extracontractual Vol. IV, Tomo II. Para Leer El Código Civil, Séptima Edición. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2001, p.358.

Recuperado de: <http://repositorio.pucp.edu.pe/index/handle/123456789/74>

Consulta: 15 de noviembre de 2019

²⁰⁷ PEÑA CHACÓN, Mario, *Daño responsabilidad y reparación ambiental*. Disponible en: <http://cmsdata.iucn.org/downloads/cel10_penachacon03.pdf>. Consulta: 25 de noviembre de 2019.

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

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

incumbe probar los hechos que puedan resultar excluyentes de su responsabilidad.²⁰⁸

341. En esa misma línea, Barrero Rodríguez señala lo siguiente:

(...) En conclusión, quien se oponga a la realidad de los hechos que han de servir de sustento a las decisiones de la Administración ha de correr con la prueba de esta circunstancia. (...)

En resumen, 'el ente que impone la sanción tiene la carga de ofrecer al Juez (previamente habrá debido de hacerlo en el procedimiento administrativo) las pruebas de cargo que justifican el acto sancionador; pero no le incumbe a la Administración, sino al sancionado, acreditar la veracidad de los hechos ofrecidos como descargo' (...).²⁰⁹

342. Bajo ese contexto, a consideración de esta Sala, la observancia del principio de culpabilidad (entendiéndose, claro está, desde la perspectiva de la responsabilidad objetiva propia de este tipo de procedimientos) será verificable siempre que en el ejercicio de su derecho de defensa —y previo a la probanza de los hechos constitutivos de infracción por la autoridad administrativa—, el administrado sea quien logre acreditar los hechos excluyentes de su responsabilidad, a efectos de no ser sancionado por la conducta infractora; erigiéndose, para los supuestos tramitados por el OEFA (al configurarse la responsabilidad objetiva), únicamente como supuestos válidos de ruptura del nexo causal, el caso fortuito, la fuerza mayor o el hecho determinante de tercero, tal como fue señalado .

343. Sobre el quiebre del nexo causal, el artículo 257° del TUO de la LPAG, señala que constituyen condiciones eximentes de responsabilidad por infracciones las siguientes:

Artículo 257.- Eximentes y atenuantes de responsabilidad por infracciones

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

- a) El caso fortuito o la fuerza mayor debidamente comprobada.
- b) Obrar en cumplimiento de un deber legal o el ejercicio legítimo del derecho de defensa.
- c) La incapacidad mental debidamente comprobada por la autoridad competente, siempre que esta afecte la aptitud para entender la infracción.
- d) La orden obligatoria de autoridad competente, expedida en ejercicio de sus funciones.
- e) El error inducido por la Administración o por disposición administrativa confusa o ilegal.
- f) La subsanación voluntaria por parte del posible sancionado del acto u omisión imputado como constitutivo de infracción administrativa, con anterioridad a la notificación de la imputación de cargos a que se refiere el inciso 3) del artículo

²⁰⁸ Nieto GARCÍA, Alejandro. *Derecho Administrativo Sancionador*. 5ª. Edición totalmente reformada. Madrid: Tecnos, 2011. P. 344.

²⁰⁹ Barrero RODRIGUEZ, Concepción. *La prueba en el procedimiento administrativo*. Editorial Arazandi S.A. Navarra, 2006. Pp. 209, 210 y 211.

253. (...)

(Subrayado agregado)

344. De igual manera, en el artículo 1972° del Código Civil²¹⁰ —de aplicación supletoria al presente procedimiento administrativo—, establece como causales que eximen de responsabilidad aquellos daños que son consecuencia de caso fortuito o fuerza mayor, hecho determinante de tercero o de la imprudencia de quien padece el daño. Asimismo, el artículo 1315° del citado cuerpo normativo define al caso fortuito o fuerza mayor como la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible, que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso.

345. El caso fortuito, para De Trazegnies, implica la concurrencia de las características de extraordinario, imprevisible e irresistible, a fin de que se le pueda exonerar de responsabilidad al presunto causante de un hecho:

(...)

Dentro del orden jurídico peruano, en ambos casos lo esencial es lo mismo: **se trata de una fuerza ajena extraordinaria, imprevisible e irresistible**. Y para todo efecto práctico, nuestro Código Civil considera el caso fortuito y la fuerza mayor como conceptos análogos, que tienen consecuencias similares: la exoneración de la responsabilidad. (...)

El caso fortuito no es, entonces, la mera ausencia de culpa porque en él interviene una *novam causam* que produce una interrupción de la continuidad causal. De esta manera, mientras que la ausencia de culpa es un factor que se define negativamente (por una ausencia), el caso fortuito se define positivamente (por un evento). Entonces, **para que pueda hablarse de caso fortuito no basta que no exista culpa; tiene que haberse producido un evento de características excepcionales**²¹¹

(Énfasis agregado)

346. En ese sentido, cabe precisar que, de acuerdo con lo señalado por De Trazegnies, lo imprevisible e irresistible implica que el presunto causante no hubiera tenido la oportunidad de actuar de otra manera o no podría prever el acontecimiento y resistir a él²¹².

²¹⁰ Código Civil

Artículo 1972.- En los casos del artículo 1970, el autor no está obligado a la reparación cuando el daño fue consecuencia de caso fortuito o fuerza mayor, de hecho determinante de tercero o de la imprudencia de quien padece el daño.

²¹¹ DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. *La Responsabilidad Extracontractual* Vol. IV, Tomo II. Para Leer El Código Civil, Séptima Edición. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2001, pp 359-361.

Consulta: 15 de noviembre de 2019

<http://repositorio.pucp.edu.pe/index/handle/123456789/74>

²¹² DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. *La responsabilidad extracontractual*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2001. pp. 339 – 341.

347. Partiendo de ello, para considerar un evento como fortuito y eximente de responsabilidad, debe determinarse, en primer lugar, la existencia del evento y, adicionalmente, que este reviste de las características de extraordinario, imprevisible e irresistible²¹³.

348. Delimitado el marco normativo, esta Sala procederá a analizar los documentos presentados por el recurrente para acreditar la configuración del evento de fuerza mayor, alegada.

A.1.a) Medios probatorios

349. En su recurso de apelación, Petroperú señaló como medio probatorio —en aras de deslindarse de responsabilidad administrativa—, el pronunciamiento emitido a través de las Resoluciones Directorales N^{os} 2674 y 2695-2017-OS/DSHL, por el Osinergmin como consecuencia de la tramitación de los Expedientes N^{os} 201600011470 y 201600017531, respectivamente; así como la Resolución de Capitanía N^o 007-2016-YU-S del 8 de junio de 2016, emitido por la Marina de Guerra del Perú.


350. Con relación a los pronunciamientos emitidos por el Osinergmin, se tiene que a través de los distintos informes finales, esta autoridad concluyó lo siguiente:

²¹³ Respecto a estas características, cabe precisar que, de acuerdo con lo señalado por De Trazegnies, lo extraordinario es entendido como aquel riesgo atípico de la actividad o cosa generadora del daño, notorio o público y de magnitud; es decir, no debe ser algo fuera de lo común para el sujeto sino fuera de lo común para todo el mundo. Asimismo, siguiendo al citado autor, lo imprevisible e irresistible implica que el presunto causante no hubiera tenido la oportunidad de actuar de otra manera o no podría prever el acontecimiento y resistir a él. (DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. *La responsabilidad extracontractual*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2001. pp. 336 - 341.)

Partiendo de ello, el mencionado académico señala: «para considerar la notoriedad del hecho como elemento esencial del caso fortuito no se requiere que esta característica (notorio o público o de magnitud) haya sido expresamente señalada en el artículo 1315: está implícitamente en la exigencia de que se trate de un hecho extraordinario» (p 339).



Respecto del derrame acaecido en Imaza




De lo anterior, se desprende que las causas que generaron el derrame del 25 de enero del 2016 provienen de factores ocasionados por acción humana, (deforestación gradual del terreno natural circundante, incluso fuera del derecho de vía, exponiendo el área a erosión y deslizamiento) y causas de origen natural no previstas (intensidad inusual de las lluvias por el Fenómeno de El Niño en el año 2016), que provocaron el desplazamiento del sector del oleoducto ubicado en el Km 440+781, incrementando el esfuerzo longitudinal en magnitudes superiores al límite elástico del material y produciendo la fractura circunferencial del oleoducto. En tal sentido, la información proporcionada por Petroperú y la evaluación del mismo, desvirtúa la imputación materia de análisis; por lo que corresponde archivar el presunto incumplimiento N° 1 del presente procedimiento administrativo sancionador.

Fuente: Informe Final de Instrucción N° DSHL-1973-2017




Respecto del derrame acaecido Morona



5.3. Al respecto, considerando la información remitida por el operador, se observa que la causa que originó el siniestro no proviene de procesos corrosivos en la parte externa ni en la interna de la pared del ducto, también se ha descartado defectos en el material de oleoducto e ineficiencia del sistema de protección catódica en el sector afectado. La falla de este tramo deriva de un proceso abrasivo provocado por una corriente de agua que arrastra el material del suelo adyacente, el cual cruza el derecho de vía del ducto, removiendo progresivamente el revestimiento en la parte superior del ducto, e inclusive, desgastó el espesor de este tramo, sometiendo al oleoducto a esfuerzos superiores al límite elástico del material, dado la reducción del espesor, hasta producirse la ruptura longitudinal producto de la presión interna de bombeo.

Fuente: Informe Final de Instrucción N° DSHL-1979-2017

- 
351. Por su parte, de la revisión de la mencionada Resolución de Capitanía, se advirtió lo siguiente:

1.- CAUSAS DEL DERRAME

a) Que, el derrame se realizó en la Progresiva del Kilómetro 440 + 781, del Oleoducto Norperuano, y se produjo debido al deslizamiento progresivo del terreno de la ladera donde se encuentra enterrada la tubería del tramo II del ONP, ocasionando que la presión del terreno deslizado doble la tubería produciéndose una macro-fisura vertical de 11 cm de largo por la que se derramó parte de petróleo crudo contenido en la tubería.

Asimismo, las causas contribuyentes a la ocurrencia del derrame, se produjeron por la deforestación de la loma adyacente y el agua de la lluvia que se filtró por el terreno, deslizándola.

Fuente: Descargos del administrado


352. Considerando los medios probatorios presentados por el administrado, a continuación, se efectuará su valoración respectiva en aras de constatar si lo consignado en aquellos revisten los caracteres necesarios que determinen su subsunción como un caso fortuito.

353. Con ello en cuenta, se tiene que Petroperú refirió —en calidad de prueba— los pronunciamientos emitidos: i) de un lado, por el Osinergmin donde para el derrame de petróleo crudo acaecido en Imaza, señaló que el origen de la falla se debió a *causas de origen natural no previstas*; mientras que, para el ocurrido en el distrito de Morona, la mencionada autoridad señaló que el origen de esta se encontraría en el denominado proceso de abrasión (siendo que, en este último caso, la misma tuvo lugar como consecuencia de *una corriente de agua que arrastra el material adyacente*); y, de otro, ii) el emitido por la Marina de Guerra, donde precisa que —para el caso de Imaza— el derrame se produjo debido a un deslizamiento del terreno de la ladera donde se encuentra enterrada la tubería.


354. Con relación a los primeros, a juicio de este Colegiado, no resultan vinculantes por lo siguiente:

354.1 Si bien responden a la emisión del pronunciamiento efectuado por el Osinergmin (sobre la base de lo informado por el administrado); Petroperú como consecuencia de la tramitación del presente PAS (iniciado, precisamente por la falta de ejecución de las acciones de mantenimiento), no presentó ningún otro documento que acreditara el cumplimiento de las mismas.


354.2 Aunado a ello, se debe considerar que el pronunciamiento emitido por el OEFA, responde a las prerrogativas legalmente conferidas en su



calidad de órgano competente para la verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables; las cuales difieren de aquellas asignadas al Osinergmin y sobre las cuales resolvió la referida instancia en los Expedientes N°s 201600011470 y 201600017531.




355. Así también, se debe hacer hincapié en el hecho de que, en ambos casos, el administrado alegó que el origen de los acontecimientos materia del presente PAS, son consecuencia de eventos naturales (por el agua de lluvia que se filtró en el terreno para el caso de Imaza; para el caso de Morona, corriente de agua que arrastró el material subyacente ocasionando la abrasión en el revestimiento del ducto); siendo que, para este Tribunal, ello no permite eximirle de responsabilidad por los siguientes motivos:




355.1 Conforme se señaló en el acápite *Consideraciones Preliminares*, el origen de uno y otro evento fueron los fenómenos del SCC y de la abrasión, los cuales, si bien tuvieron como impulsores de su ocurrencia los distintos fenómenos naturales acontecidos en dichos periodos (tales como las lluvias acaecidas o la activación de quebradas), cierto es que estos eventos no eran de desconocimiento del administrado, máxime si se trata de una empresa que opera en los lugares del suceso y bajo el conocimiento de las condiciones climáticas propias de la Amazonía peruana.

355.2 De ahí que dichas situaciones no pueden ser consideradas como de naturaleza fortuita, en tanto, no se convergen las características de eventos:



355.2.1 Extraordinarios: puesto que las lluvias en los meses de la ocurrencia de las emergencias ambientales (vale decir, enero y febrero) son propias de la zona, así como el fenómeno del niño que incluso fue alertado por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (**Senahmi**). Tratándose, en este sentido, de eventos cuya producción no es ajena a la totalidad de la población ni un supuesto fuera de la común para dicha temporada del año.



355.2.2 Imprevisible e irresistible: puesto que, de haber efectuado las respectivas medidas de mantenimiento establecidas en su PAMA, que permitieran identificar la existencia de factores desencadenantes tanto del SCC como del proceso abrasivo, Petroperú hubiera podido actuar de manera oportuna y, en ese sentido, prever y, con ello, evitar el acontecimiento ejecutando las acciones correspondientes.

356. De hecho, fue la propia Autoridad Decisora la que señaló que, si bien durante la época en la que ocurrieron los derrames, tuvo lugar el denominado *fenómeno del niño*, fue el propio Sehnami el que, de acuerdo a los registros de precipitaciones emitido, señaló que las precipitaciones reportadas en la zona del derrame no excedieron el promedio histórico registrado para dicha área, debiéndose resaltar que, incluso, estas fueron menores a las previstas.

357. Finalmente, en torno al pronunciamiento emitido por la Marina de Guerra a través de la Resolución de Capitanía N° 007-2016-YU-S, se debe tener en cuenta que si bien dicha autoridad precisa que entre las causas contribuyentes a la ocurrencia del derrame en Imaza se encuentran la deforestación de la loma adyacente y el agua de la lluvia que se filtró por el terreno; cierto es también, que aquella precisa que existió un **deslizamiento progresivo** del terreno de la citada ladera, que dobló la tubería produciendo una macro-fisura vertical. Situación que, corroboraría la postura adoptada por esta Sala respecto del pronunciamiento de la DFAI, en torno a que, al ser un evento progresivo este pudo ser detectado oportunamente por el administrado con la ejecución en el tiempo, forma y modo de su PAMA. Máxime si, como se señaló, las lluvias no fueron anómalas considerando la época durante la cual se produjo el derrame.

358. En consecuencia, como quiera que, en el presente caso, Petroperú no presentó documento probatorio que demostrara la existencia de un evento constitutivo de caso fortuito que implicara la subsecuente ruptura del nexo causal, esta Sala concluye que no se configuró la causal eximente de responsabilidad establecida en el literal a) del numeral 1 del artículo 257° del TUO de la LPAG²¹⁴; por lo que corresponde desestimar los argumentos planteados por aquel en este extremo de su recurso de apelación.

B.2 Del cumplimiento de las inspecciones visuales en el DDV

359. Con relación a este extremo, el apelante aseveró:

- i) En torno al km 440+781 del Tramo II del ONP, que sí efectuó los patrullajes e inspecciones del DDV, entre los años 2010, 2012, 2013, 2014 y 2015; y que, sin perjuicio de ello, considera que las inspecciones visuales no son —actualmente— el mecanismo más efectivo para detectar fallas, picaduras, defectos de recubrimiento o abolladuras, existiendo otros medios técnicos y tecnológicos que ofrecen un mayor grado de precisión.
- ii) Respecto del km 206+035 del Ramal Norte del ONP, que resulta incorrecta la afirmación efectuada por la DFAI en torno a que Petroperú solo prioriza la inspección basada en riesgo, puesto que el recorrido

²¹⁴

TUO de la LPAG

Artículo 257.- Eximentes y atenuantes de responsabilidad por infracciones

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

a) El caso fortuito o la fuerza mayor debidamente comprobada.

completo del DDV implica únicamente reportar eventos críticos; siendo que las progresivas que no presenten dichas condiciones no son reportadas.

360. Con relación al argumento descrito en el numeral i) del considerando precedente, se debe indicar que a juicio de esta Sala, lo señalado por la DFAI en los considerandos 151, 152 y 153²¹⁵ de la Resolución Directoral I —contrariamente a lo señalado por Petroperú— no carece de sentido, toda vez que, si bien existen otras medidas de mantenimiento abocadas a detectar y dimensionar defectos de las tuberías (tales como picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento, entre otras), ello no implica que en aquellos casos particulares de tuberías expuestas, estos defectos puedan ser detectados por una inspección visual.
361. Siendo que, en el caso en particular del derrame ocurrido en el km 440+781 del Tramo II del ONP, la ejecución de inspecciones visuales del DDV habría detectado condiciones naturales y/o antropogénicas que pudieran poner en riesgo la integridad del ducto en la zona del derrame, como lo fue la deforestación; en ese sentido, lo alegado por el administrado carece de sustento.
362. De forma que, aun cuando aquel señale que sí realizó el patrullaje e inspección del derecho de vía en los años 2010, 2012, 2013, 2014 y 2015, como ya fue señalado, de la revisión de los actuados obrantes en el expediente, no obra medio probatorio alguno que logre acreditar su afirmación.
363. Por otro lado, respecto de lo alegado en torno a las inspecciones visuales en el DDV del km 206+035, se ha de indicar que —en la misma línea de lo precisado en el considerado previo—, pese a que este asevere haber ejecutado la mencionada medida de mantenimiento en los años 2010, 2011, 2013, 2014 y 2015, no existe documento alguno que permita corroborar fehacientemente su realización a efectos de dar por cumplidas las señaladas inspecciones.

²¹⁵ Concretamente se señaló lo siguiente:

- (...)
151. La inspección visual sobre el DDV es un método de inspección directa (realizada en campo) que permite localizar y dimensionar los defectos externos de la tubería (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), así como detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros), y condiciones inseguras y/o peligrosas (por fuerzas naturales o humanas) en la zona de emplazamiento del ducto.
152. La inspección especializada del DDV tiene por finalidad la prevención de roturas del oleoducto por inestabilidad geotécnica del terreno, empuje hidráulico de quebradas o ríos y roturas por el peso propio de la tubería. Para este fin, en su instrumento de gestión ambiental, Petroperú indicó que dispone de un equipo técnico que recorre a pie la totalidad del DDV del ONP (1108 km) evaluando problemas potenciales o incipientes, los cuales serían corregidos oportunamente.
153. En tal sentido, queda establecido que las finalidades de las inspecciones visuales sobre el DDV del ONP son: i) detectar y localizar defectos externos de la tubería; y ii) detectar situaciones como erosiones, inestabilidad geotécnica, asentamientos y deslizamientos del suelo, derrumbes y asentamientos humanos en el DDV del ONP para corregirlos oportunamente. Finalmente, se debe resaltar que para el logro de este objetivo, el administrado dispone de un equipo técnico que inspecciona la totalidad del DDV del ONP. (...)

364. Finalmente, aun cuando refiera que realiza la Inspección Basada en Riesgo (RBI), la cual analiza la planificación de la probabilidad de fracaso y las consecuencias de la misma con el fin de desarrollar el plan de inspección; la ejecución de las inspecciones visuales en el DDV en el marco de las Inspecciones Basadas en Riesgo (RBI), tampoco fueron acreditadas por Petroperú a través de la aportación de medios probatorios suficientes.

365. En definitiva, en tanto los argumentos planteados por el recurrente en torno al cumplimiento de las medidas de mantenimiento sometidas a revisión carecen de sustento, corresponde validar lo señalado por la primera instancia al respecto.

B.3 La incorrecta valoración de los medios probatorios

366. Al respecto, se tiene que, en su recurso de apelación, Petroperú señaló que:

i) Cuestiona la formación académica, así como la especialidad de los funcionarios o servidores públicos del OEFA; en tanto, menciona que el OEFA tiene como uno de sus objetivos cumplir con el documento denominado *Kit de Herramientas de Fiscalizadores y Cumplimiento Regulatorio*, aprobado por la OECD.

ii) No obstante, indicó que esta circunstancia no se ha dado con los profesionales que recomendaron la determinación de responsabilidad, puesto que han generado apreciaciones no sólidas sobre los temas técnicos; lo cual genera una vulneración del debido procedimiento.

367. En torno a señalado en el inciso i) del considerando precedente, se ha de tener en cuenta que el personal del OEFA, de conformidad con lo señalado en el artículo 69^{o216} del ROF del OEFA, está comprendido dentro del régimen de la actividad privada, los mismos que estarán comprendidos dentro de dicho régimen.

368. De ahí que, al encontrarse sujeto a un régimen especial de contratación aplicable a todas las entidades públicas sujetas al régimen laboral de la actividad privada, la contratación del personal, así como el grado de especialización del mismo estará sujeto a lo señalado por la respectiva normativa.

369. Así, por ejemplo, en el artículo 2° del Decreto Legislativo N° 1057, Decreto Legislativo que regula el Régimen Especial de Contratación Administrativa de Servicios, establece que dicho régimen especial de contratación es aplicable a

²¹⁶

ROF del OEFA

Artículo 69.- Régimen Laboral

El personal que labora en el OEFA está comprendido dentro del régimen de la actividad privada, regulado por el Texto Único Ordenado (TUO) del Decreto Legislativo N° 728, Ley de Productividad y Competitividad Laboral y sus normas complementarias, los mismos que estarán comprendidos dentro de dicho régimen en tanto se implemente el régimen establecido en la Ley N° 30057, Ley del Servicio Civil.

8

toda entidad pública sujeta al régimen laboral de la actividad privada; siendo que, en su Reglamento (aprobada Decreto Supremo N° 075-2008-PCM), se prescribe que es el área usuaria la que incluye los requisitos mínimos y las competencias que debe reunir el postulante²¹⁷.

370. Sobre la base de dichas prerrogativas, mediante Resolución de la Unidad de Gestión de Recursos Humanos N° 05-2018-OEFA/OAD-URH del 6 de marzo de 2018, el OEFA aprobó el Cuadro de Especificaciones de Nivel y Rango Remunerativo del Personal del OEFA; siendo que, en su Anexo N° 01, se consigna el perfil mínimo que se requiere en atención a su mercado objetivo.
371. Por consiguiente, contrariamente a lo señalado por el recurrente, el OEFA — en cumplimiento con la normativa vigente— garantiza el profesionalismo de cada uno de sus servidores a quienes, a fin de prestar dichos servicios, les son requeridos el cumplimiento de determinados requisitos mínimos según el perfil requerido, los cuales son verificados en cada una de las etapas del procedimiento de contratación.
372. Siendo que, en esa búsqueda de mejora continua, el OEFA en consideración a lo prescrito en la Ley N° 30057, Ley del Servicio Civil (la cual se encuentra en proceso de implementación) selecciona y capacita a su personal multidisciplinario, en aras de que no solo la prestación de los servicios que brindan, se ejecute con mayores niveles de eficacia y eficiencia, sino que también se alcance promover el desarrollo de los servidores que integran esta institución.
373. Aunado a ello, se ha de tener en cuenta que, en el desarrollo de sus funciones, los servidores del OEFA cumplen a cabalidad con los principios y deberes rectores de la función pública, conforme se prescribe en la Ley N° 27815, Ley del Código de Ética de la Función Pública; entre los que se encuentran el de eficiencia, a partir del cual se pretende brindar calidad en cada una de las funciones a su cargo, procurando obtener una capacitación sólida y permanente.
374. Circunstancia que, en esa línea, ha permitido al OEFA ser evaluada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) atendiendo como referencia el *Kit de Herramientas de Fiscalizaciones y Cumplimiento Regulatorio (Toolkit)*; el cual, pese a erigirse como una guía para

217

Decreto Supremo N° 075-2008-PCM

Artículo 3.- Procedimiento de contratación

3.1. Para suscribir un contrato administrativo de servicios las entidades públicas deben observar un procedimiento que incluye las siguientes etapas:

1. Preparatoria: Comprende el requerimiento del órgano o unidad orgánica usuaria, que incluye la descripción del servicio a realizar y **los requisitos mínimos y las competencias que debe reunir el postulante, así como la descripción de las etapas del procedimiento**, la justificación de la necesidad de contratación y la disponibilidad presupuestaria determinada por la oficina de presupuesto o la que haga sus veces de la entidad. No son exigibles los requisitos derivados de procedimientos anteriores a la vigencia del Decreto Legislativo N° 1057 y de este reglamento. (...)

los países integrantes de la mencionada organización, no resulta vinculante²¹⁸. Ello, en la medida que, al existir diferencias significativas entre las distintas jurisdicciones, solo se ha de evaluar su aplicación a efectos de que se constituya como una base universal suficientemente flexible²¹⁹.

375. Bajo dichas consideraciones, a juicio de este Colegiado, lo argumentado por el administrado carece de sustento, en la medida en la que es precisamente la voluntad de formar parte de la mencionada organización, la que promueve en el OEFA la adopción en esta herramienta internacional como otro de los criterios orientadores para el reclutamiento y la formación de su personal, materializado —precisamente— en la selección de este a partir de un perfil mínimo requerido por cada área usuaria.

376. Sin perjuicio de lo señalado, y en tanto el administrado presenta una posición técnica en contrario al análisis realizado en la resolución directoral venida en grado (concretamente respecto a lo descrito en los considerandos 182, 196 y 359), este Colegiado realizará la evaluación de la postura sustentada por Petroperú respecto del análisis realizado por la DFAL; valoración que se realiza a través del siguiente cuadro:

²¹⁸ Al respecto, la OCDE señala:

(...)

The Toolkit is not be in any way binding for OECD countries. We acknowledge that there are significant differences between jurisdictions in how regulatory enforcement is organised. In many jurisdictions, there are shared competences in enforcing regulations between the centre and the sub-national levels of the government, sometimes semi- or fully autonomous from the central level. When evaluating enforcement and inspection systems using the Toolkit, such differences and specifics must be taken into account. The Toolkit should, however, form a universal and sufficiently flexible basis for evaluation and self-assessment.¹

We hope that during the process of testing the Toolkit in practice, it will be enriched by examples of good practices in meeting selected sub-criteria. (...)

Recuperado de: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/9789264303959en.pdf?expires=1574703255&id=id&accname=quest&checksum=A47BC91C20A0B9BA6EA427D959436F12>

Consulta: 25 de noviembre de 2019

²¹⁹ Al respecto, la OCDE señala:

(...)

The Toolkit is not be in any way binding for OECD countries. We acknowledge that there are significant differences between jurisdictions in how regulatory enforcement is organised. In many jurisdictions, there are shared competences in enforcing regulations between the centre and the sub-national levels of the government, sometimes semi- or fully autonomous from the central level. When evaluating enforcement and inspection systems using the Toolkit, such differences and specifics must be taken into account. The Toolkit should, however, form a universal and sufficiently flexible basis for evaluation and self-assessment.¹

We hope that during the process of testing the Toolkit in practice, it will be enriched by examples of good practices in meeting selected sub-criteria. (...)

Recuperado de: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/9789264303959en.pdf?expires=1574703255&id=id&accname=quest&checksum=A47BC91C20A0B9BA6EA427D959436F12>

Consulta: 25 de noviembre de 2019

Cuadro N° 32: Valoración de criterios técnicos señalados por la DFAI

Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú
<p>182. Por lo señalado en la citada Tabla, Petroperú no acredita las inspecciones geométricas en el km 440+781 del Tramo II del ONP, no pudiendo verificar las condiciones de la tubería en el punto donde se produjo la emergencia ambiental.</p>	<p>No es correcto lo manifestado por lo DFAI cuando afirmo que PETROPERÚ no entregó el Reporte del 31.01.2013 de Inspección Geométrica e Inercial realizado al Tramo Estación 5 - Estación 7 (KM 306+108 al KM 518+553) entre las tedias 19.11.2012 al 13.12.2012 por la Cía. Baker Hughes Pipeline Inspection.</p> <p>El análisis mostrado por la DFAI en la "Tabla N° 10 Inspecciones Geométricas" de la impugnada evidencia que sí recibieron el reporte antes mencionado.</p> <p>Se adjuntan los registros originales de la herramienta (Raw Data - Data Cruda) correspondientes al segmento de tubería comprendido entre las Progresivas KM 440+760 - KM 440+784, que incluye a la progresiva 440+781:</p> <p>1.- ILI Geométrica y Detectora de Pérdida de espesor MFL de Alto Resolución (HR) ejecutada en junio y agosto de 2015 respectivamente por la Cía. LIN SCAN, cuyos resultados evidencian que en la progresiva km 440+781 no existen anomalías por pérdida de espesor y/o geométricas en los registros de las señales de los 420 sensores MFL HR y 38 sensores mecánicos magnéticos respectivamente (Ver Anexo 1). En el Anexo 2, se adjuntó el Informe Final de la Inspección Geométrica del Tramo Estación 5- Estación 7 (KM 306+108 al KM 518+553 en sus 212.48 km de tubería) del ONP, donde se puede apreciar que NO EXISTEN ANOMALÍAS GEOMÉTRICAS reportadas en 53.93 km de tubería comprendido entre el segmento de tubería: KM 416+434.953 al KM 470+360.863. En el Anexo 3 se evidencia que, a través del informe final, presenta el envío y recepción de las herramientas de limpieza, geométrico y MFL de Alta resolución, que demuestran que efectivamente se ejecutó el paso del raspatubo de inspección geométrica.</p> <p>2.- ILI Inercial y Geométrica de Alta Resolución ejecutada en diciembre de 2012 por la Cía. Baker Hughes (BHI), cuyos resultados evidencian que en los registros de los 40 sensores mecánico magnéticos de la Herramienta Geométrica de Alta Resolución no existen anomalías geométricas (Ver Anexo 4). En el anexo 5 se vuelve a adjuntar, el Informe Final de la Inspección Geométrica del Tramo Estación 5 - Estación 7 (KM 306+108 al KM 518+553) del ONP, donde se puede apreciar que NO EXISTEN anomalías geométricas reportadas en 1.07 km de tubería comprendido entre el segmento de tubería: KM 440+130.7 - KM 441+207.7.</p> <p>Los documentos adjuntos permiten sustentar de manera fehaciente que las herramientas de inspección interna (BHI 2012 y LINSKAN 2015), lograron registrar dentro de los parámetros de precisión y calidad del espesor de pared de la tubería, su geometría cada 3 mm de distancia en toda esta sección de tubería, sin que se reporte pérdida de señal, deterioro de sensores, ruido, etc. Ver Anexo 6.</p> <p>Adicionalmente, se adjunta la "UBICACIÓN DE TUBERÍA DETERMINADA POR LA HERRAMIENTA GEOMÉTRICA-INERCIAL DEL AÑO 2012 Y DEL AÑO 2015" documento que</p>

Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú
	<p>presenta un análisis del movimiento de la tubería derivado de los datos presentados en los reportes del 2012 y 2015, dicha información se presenta en el Anexo 7, donde concluye que al no existir movimiento de la tubería entre esos años, el esfuerzo en la tubería no se ha incrementado por acción, por lo que la condición de riesgo para la integridad del ducto no era identificable.</p> <p>Por lo expuesto, se acredita fehacientemente la ejecución de las inspecciones internas con una periodicidad de 03 años, sin que se reporte en este segmento, anomalías de pérdida de espesor y geométricos que requieran intervenciones para su mantenimiento.</p>
Análisis del TFA	
<p>Al respecto, resulta necesario precisar que, en tanto este Tribunal consideró pertinente revocar el extremo referido a la ejecución de las inspecciones geométricas en la sección correspondiente al punto km 440+781 del Tramo II del ONP donde ocurrió el derrame, en tanto Petroperú sí acreditó dicho cumplimiento; carece de objeto realizar un análisis mayor respecto a lo planteado por el recurrente en dicho extremo.</p>	
Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú
<p>196. Al respecto, de los documentos presentados por Petroperú, no se observa medio probatorio que acredite la ejecución del monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, en los años comprendidos entre el 2010 y el 2015, no pudiéndose verificar el grado de corrosividad del suelo en dicha zona y si el nivel de protección externa (tales como el revestimiento y protección catódica) era el adecuado para la</p>	<p>No es correcto lo manifestado por la DFAI sobre los valores de resistencia eléctrica del suelo son requeridos para efectuar los diseños de los sistemas de protección catódica, para lo cual se toma los valores más críticos (más bajos), con lo finalidad de asegurar protección contra la corrosión externa en el peor escenario, según se indica en la Norma NACE SP 0169-2013.</p> <p>En este sentido, la protección catódica logra controlar la velocidad de corrosión externa a diferentes valores de resistencia eléctrica del suelo, el cual es corroborado mediante la medición de potenciales, de acuerdo a los criterios indicados en la Norma NACE SP 0169-2013.</p> <p>Por otro lado, PETROPERÚ cuenta con registros de resistividad eléctrica a lo largo del oleoducto los cuales son adjuntados.</p>

Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú
tubería frente al medio corrosivo (suelo).	

Análisis del TFA

Al respecto, la norma NACE SP0169-2013 indica considerar, entre otros, la resistividad eléctrica del medio ambiente como un factor que influye en el diseño del sistema de protección catódica.

TEXTO ORIGINAL NACE SP0169-2013	TRADUCCIÓN LIBRE
<p>Section 7: Design of Cathodic Protection Systems</p> <p>7.5 Considerations influencing selection of the type of CP system include the following:</p> <p>7.5.1 Magnitude of protective current required;</p> <p>7.5.2 Stray currents causing significant potential fluctuations between the pipeline and earth that can preclude the use of galvanic anodes;</p> <p>7.5.3 Effects of CP stray currents on adjacent structures that can limit the use of impressed current CP systems;</p> <p>7.5.4 Availability of electrical power;</p> <p>7.5.5 Physical space available, proximity of foreign structures, easement procurement, surface conditions, presence of streets and buildings, river crossings, and other construction and maintenance concerns;</p> <p>7.5.6 Future development of the right-of-way area and future extensions to the pipeline system;</p> <p>7.5.7 Costs of installation, operation, and maintenance;</p> <p>7.5.8 Electrical resistivity of the environment; and</p> <p>7.5.9 Location of remote earth.</p>	<p>Sección 7: Diseño de sistemas de protección catódica</p> <p>7.5 Las consideraciones que influyen en la selección del tipo de sistema de PC incluyen lo siguiente:</p> <p>7.5.1 Se requiere la magnitud de la corriente protectora;</p> <p>7.5.2 Las corrientes parásitas causan fluctuaciones potenciales significativas entre la tubería y la tierra que pueden impedir el uso de ánodos galvánicos;</p> <p>7.5.3 Efectos de las corrientes parásitas de PC en estructuras adyacentes que pueden limitar el uso de los sistemas de PC de corriente impresa;</p> <p>7.5.4 Disponibilidad de energía eléctrica;</p> <p>7.5.5 Espacio físico disponible, proximidad de estructuras extranjeras, contratación de servidumbre, condiciones de la superficie, presencia de calles y edificios, cruces de ríos y otras preocupaciones de construcción y mantenimiento;</p> <p>7.5.6 Desarrollo futuro del área de derecho de vía y extensiones futuras del sistema de tuberías;</p> <p>7.5.7 Costos de instalación, operación y mantenimiento;</p> <p>7.5.8 Resistividad eléctrica del medio ambiente; y</p> <p>7.5.9 Ubicación de la tierra remota.</p>

En ese sentido, en contrario a lo alegado por el administrado, la norma NACE SP0169-2013, en la sección 7: Diseño de sistemas de protección catódica, indica que, entre las consideraciones que influyen en la selección del tipo sistema de protección catódica, se encuentra indica considerar, entre otros, la resistividad eléctrica del medio ambiente como un factor que influye en la selección del sistema de protección catódica.

Finalmente, respecto a los registros de resistividad eléctrica, se ha de tener en cuenta que el administrado no adjuntó ningún documento que sustente dicha afirmación; por lo que corresponde desestimar sus fundamentos, también en torno a este extremo.

Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú												
Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú												
<p>359. En tal sentido, se advierte que la ausencia de productos de corrosión sobre la superficie desgastada de la tubería no implica necesariamente que la protección catódica sea adecuada toda vez que no considera los demás factores relevantes establecidos en la Norma NACE SP0169; y que, en una situación de abrasión causada a la tubería por partículas abrasivas arrastradas por una corriente de agua, es de esperar que cualquier producto de la corrosión en la superficie de la tubería sería arrastrado por la corriente.</p>	<p>La ausencia de productos de corrosión podría indicar que la protección catódica es eficiente, ya que evidencia que está cumpliendo su función de mitigar la disolución del metal y en consecuencia la carencia de productos de corrosión.</p> <p>De acuerdo con la Norma NACE SP 0169-2013 la manera de evaluar la eficiencia de los sistemas de protección catódica es a través de las mediciones de potencial paso a paso (Glose Interval Survey GIS), en este sentido se aclara que PETROPERÚ realizó inspección GIS y DGVG durante el año 2011, el cual es adjuntado en el Anexo 5. De este informe se verifica que la única indicación encontrada entre la progresiva km 206 y km 207 corresponde al km 206+790: el cual se resume en la Tabla.</p> <table border="1" data-bbox="576 981 1310 1205"> <thead> <tr> <th colspan="2">Inspección CIS</th> <th colspan="2">Inspección con DGVG</th> </tr> <tr> <th>Potencial On (mV)</th> <th>Potencial Off (mV)</th> <th>Gradiente (mV)</th> <th>IR (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>-1897</td> <td>-943</td> <td>55</td> <td>5.54</td> </tr> </tbody> </table> <p>Registro de datos recolectados durante la Inspección CIS/DCVG en la progresiva km 206+790</p> <p>De la Tabla se observa que la única Indicación registrada entre lo progresiva km 206 y km 207 presenta un IR de 5.54%, dicha indicación está ubicado en el km 206+790 y el IR es menor al 15%: por lo cual, no se considera para reparación, según la práctica estándar referida en la Norma NACE SP 502-2010 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.</p> <p>Por otro lado, de acuerdo a la inspección GIS realizada, la protección catódica cumple con los criterios de protección, según la Norma NAGE SP 0169-2013: asimismo, la inspección del recubrimiento con la técnica del DGVG, no mostró indicaciones por falla en el recubrimiento en la progresiva km 206+035 del ORN: en este sentido, la posibilidad de presencia de corrosión en el ducto queda descartado.</p>	Inspección CIS		Inspección con DGVG		Potencial On (mV)	Potencial Off (mV)	Gradiente (mV)	IR (%)	-1897	-943	55	5.54
Inspección CIS		Inspección con DGVG											
Potencial On (mV)	Potencial Off (mV)	Gradiente (mV)	IR (%)										
-1897	-943	55	5.54										
Análisis del TFA													
<p>Al respecto se debe indicar que el Informe denominado "Análisis de falla del segmento de tubería de progresiva km 206+035 Ø 16 ORN" (SNC Lavalin Perú S.A. – Petroperú S.A.)²²⁰, concluye que:</p>													

Análisis efectuado por la DFAI	Posición de Petroperú
	<p>La ruptura fue causada por desgaste abrasivo (localizado) del espesor de la pared de la tubería cerca de su parte superior (...)</p> <p>Si la abrasión cíclica es un factor que determino la falla de la tubería, entonces la corrosión de la superficie de la tubería también es importante, ya que la eliminación cíclica del producto de corrosión por flujo abrasivo es más fácil que la eliminación del acero por flujo abrasivo (...).</p> <p>En ese sentido, del informe técnico presentado por Petroperú, se desprende que la falla en el ducto se produjo por desgaste del espesor de la pared de la tubería debido al fenómeno denominado abrasión originado por un flujo abrasivo, el cual hubiera podido eliminar la corrosión externa presente en el ducto, toda vez que es más fácil la eliminación de la corrosión superficial que la eliminación (pérdida) de acero de la pared del ducto.</p> <p>Por lo expuesto, al tener certeza de que ocurrió una pérdida del espesor de la tubería (acero), la posible corrosión externa presente en el ducto habría sido eliminada antes de la ocurrencia del primer supuesto, motivo por el cual el hecho de que no se haya evidenciado corrosión externa, no acredita que la protección catódica haya sido la correcta, en ese sentido, lo señalado por la DFAI, no carece de sustento técnico.</p>

Elaboración: TFA.

377. En consecuencia, siendo que la DFAI emitió la resolución impugnada valorando adecuadamente los medios probatorios presentados por el administrado, esta Sala considera que los argumentos del administrado no tienen asidero, por lo que corresponde confirmar la resolución en este extremo.

C) Conclusión

378. Por tanto, estando a lo señalado en el acápite IX.2), esta Sala resuelve lo siguiente²²¹ (ver Anexo 7 de la presente resolución):

378.1 Se revoca la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de la conducta infractora N° 1 descrita en el Cuadro N° 6 de la presente resolución, en el extremo referido al incumplimiento del PAMA por no realizar la medida de mantenimiento referida a las inspecciones geométricas en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

378.2 Se confirma la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de:

- a) La conducta infractora N° 1 del Cuadro N° 6, en los restantes extremos de la mencionada conducta.
- b) La conducta infractora N° 2 del Cuadro N° 6, en la totalidad de la mencionada conducta.

²²¹ A mayor abundamiento, a través del Anexo VII adjunto a la presente resolución.

IX.3) **Determinar si correspondía declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras N°s 3 y 4 del Cuadro N° 6 de la presente resolución**

379. Resulta conveniente precisar que, ante la imposibilidad de eliminar las causas que generan la degradación, en el artículo IV de la LGA, se establece la necesidad de que los causantes, adopten medidas de mitigación y recuperación (entre otras) a efectos de minimizar los efectos ocasionados por una contingencia.

380. De hecho, acaecida la emergencia ambiental como consecuencia del desarrollo de las actividades de hidrocarburos, el artículo 66° del RPAAH dispone que los titulares deberán activar con carácter inmediato su Plan de Contingencias; dicho precepto señala concretamente que:

Artículo 66°.- Siniestros y emergencias

En el caso de siniestros o emergencias con consecuencias negativas al ambiente, ocasionadas por la realización de Actividades de Hidrocarburos, el Titular deberá tomar medidas inmediatas para controlar y minimizar sus impactos, de acuerdo a su Plan de Contingencia. (...)

381. Partiendo de dicha premisa, se debe tener presente que todo plan de contingencia deberá indicar los procedimientos, recursos humanos, equipamiento y materiales específicos que el titular de las actividades de hidrocarburos se obliga a cumplir a efectos de prevenir, controlar, coleccionar y/o mitigar las eventualidades naturales y accidentes —tales como, fugas, escapes y derrames de hidrocarburos²²²—.

382. En el caso concreto de Petroperú, se advierte que este cuenta con el denominado *Plan Zonal de Contingencia – Gerencia Oleoducto 2015* (en adelante, **Plan de Contingencia**); siendo que, de su resumen ejecutivo, se desprende la obligatoriedad de su cumplimiento al constituirse como una herramienta tendente a la prevención, reducción de riesgos y atención de emergencias a efectos de lograr la disminución o minimización de «los daños, víctimas y pérdidas que podrían ocurrir a consecuencia de eventos, sean naturales o no, durante el desarrollo de las operaciones».

²²² Anexo N° 3 del RPAAH, el cual prescribe que:

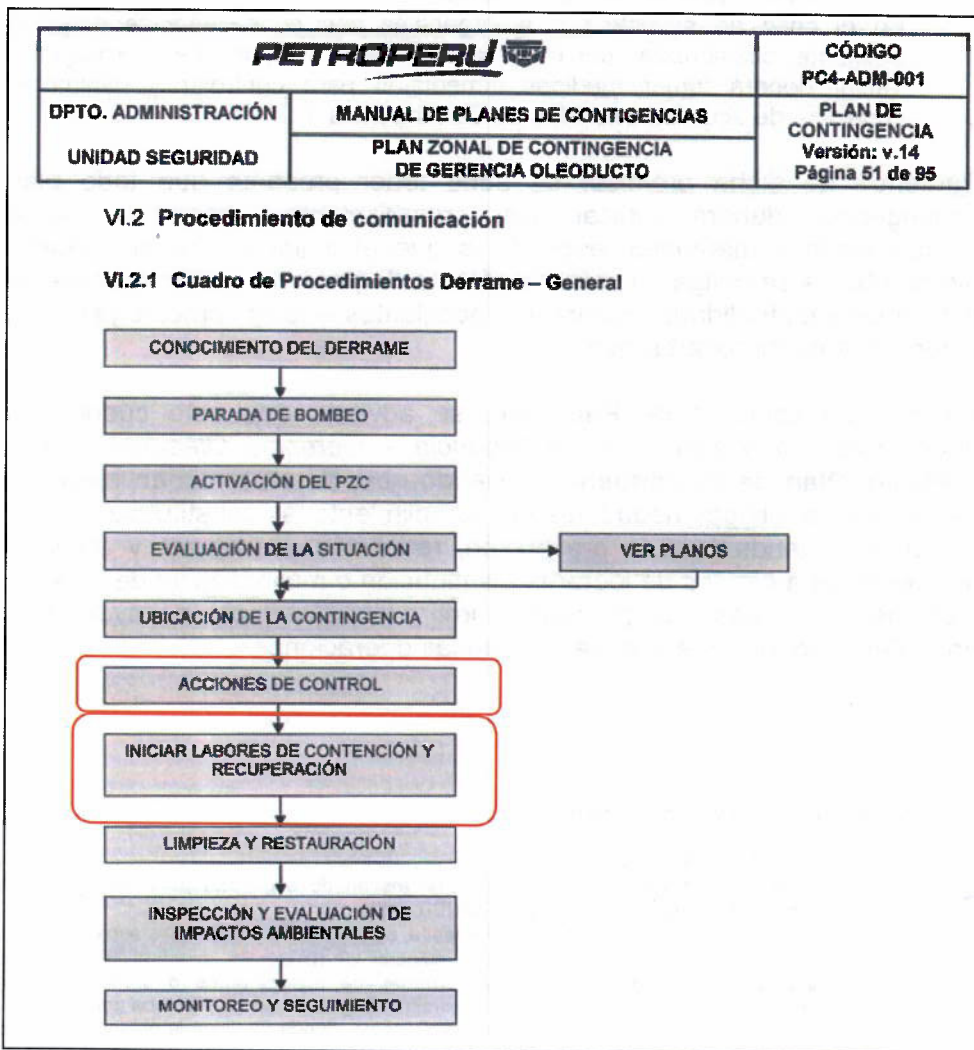
VII. PLAN DE CONTINGENCIAS

- El Plan de contingencia relacionado a la gestión de seguridad para las actividades de hidrocarburos, serán aprobados por OSINERGMIN.
- Indicar los procedimientos, recursos humanos, equipamiento y materiales específicos con que se debe contar para prevenir, controlar, coleccionar y/o mitigar las eventualidades naturales y accidentes como fugas, escapes y derrames de hidrocarburos o productos químicos, explosiones e incendios; almacenar temporalmente y disponer los residuos generados.
- Indicar el cronograma de capacitación y simulacros, donde participe la población del área de influencia del proyecto.

383. De ahí que, la inmediatez estipulada en el artículo 66° del RPAAH, no deberá limitarse estrictamente a la ejecución de las acciones basadas en un criterio temporal —o en otros términos, a ser vista desde la óptica de la capacidad de reacción inmediata del administrado en un tiempo específico—; sino que, con su ejecución sin dilación alguna (a través de una actuación certera e idónea) se reduzca al máximo los efectos nocivos que podrían generarse al ambiente, la salud de las personas, a través del control y minimización de los impactos que se hubieran generado.

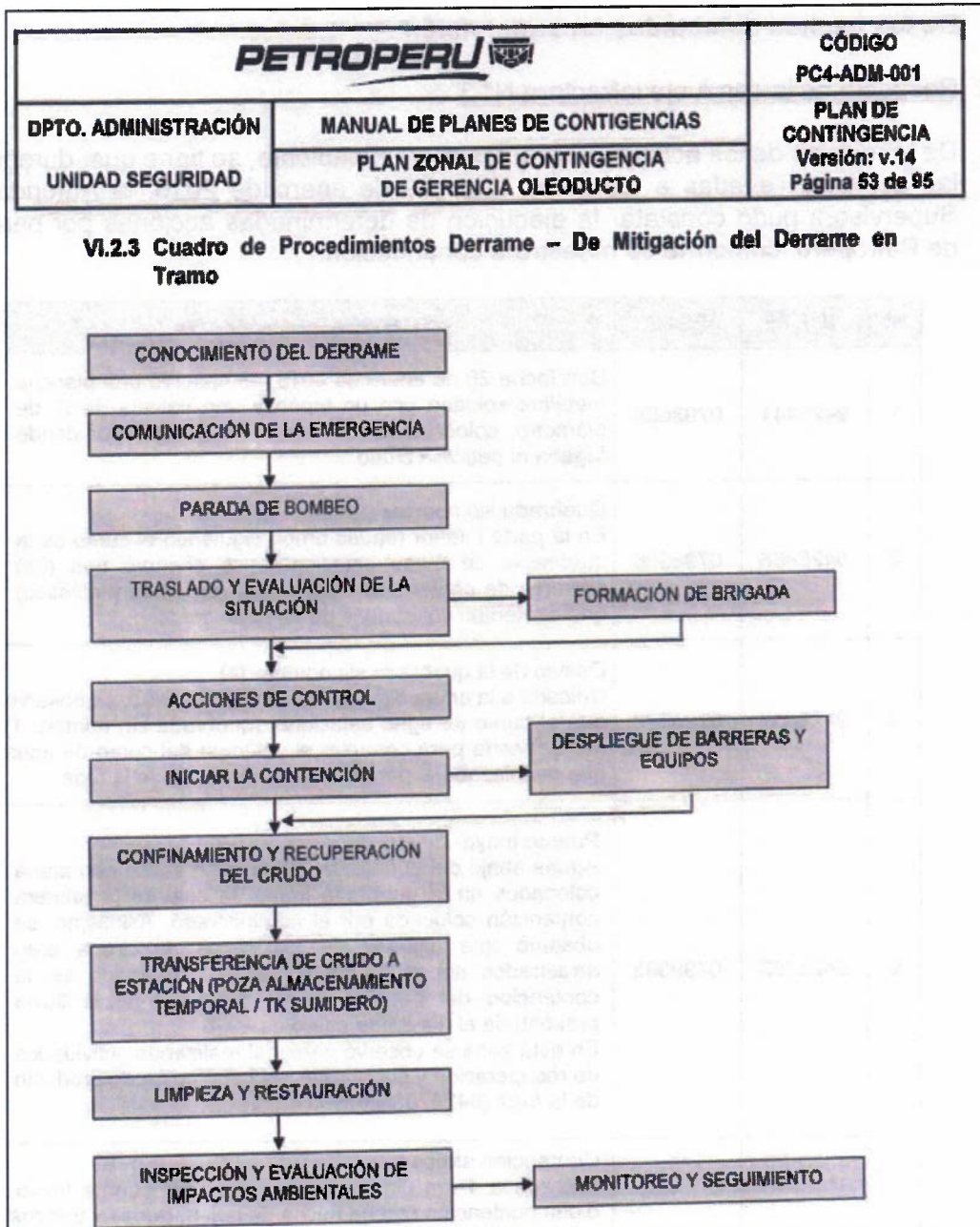
384. Siendo que, justamente, estas medidas buscan controlar la fuente de contaminación permitiendo preservar la integridad y/o salud de las personas respecto de los peligros asociados a dicha emergencia ambiental.

385. Con ello en cuenta, Petroperú cuenta con un cuadro de procedimientos de derrame cuyo detalle es el que se detalla a continuación:



Fuente: Plan de Contingencia de Petroperú.

386. Al ser este el procedimiento general, fue posible advertir el procedimiento de mitigación específico ante la ocurrencia de un derrame en tramo, el cual consigna el siguiente detalle:



Fuente: Plan de Contingencias de Petroperú

387. Por ende, al efectuar la revisión de la determinación de responsabilidad por la comisión de las conductas infractoras N^{os} 3 y 4 del Cuadro N° 6 de la presente resolución, este Tribunal valorará la suficiencia de las acciones adoptadas por

Petroperú —de acuerdo a su Plan de Contingencia—, en aras de que, con su ejecución, se hubiera podido controlar y minimizar oportunamente los efectos de los derrames acaecidos en el km 441+781 del Tramo II y en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, respectivamente.

A) De los hechos detectados en supervisión

A.1) Respecto de la conducta infractora N° 3

388. De la revisión de los actuados obrantes en el expediente, se tiene que, durante las acciones llevadas a cabo del 27 al 29 de enero de 2016, la Autoridad Supervisora pudo constatar la ejecución de determinadas acciones por parte de Petroperú, conforme se muestra a continuación:

N°	NORTE	ESTE	ACTIVIDAD REALIZADA
1	9426441	0798608	Con fecha 28 de enero de 2016, se observó una plancha metálica soldada con un tapón y una válvula de 2" de diámetro, colocado en la zona de la tubería por donde fugaba el petróleo crudo.
2	9426466	0798596	Quebrada sin nombre (1) En la parte inferior (aguas arriba siguiendo el curso de la quebrada, de curso estacional), se observó tres (03) barreras de contención artesanales (de palos y plástico) que contenían volúmenes de petróleo crudo.
3	9426417	0798578	Desvío de la quebrada sin nombre (1) Ubicada a la altura del tubo de 36" de diámetro, se observó que el curso de agua estacional (quebrada sin nombre 1) fue desviado para controlar el volumen del curso de agua que desplazaba el petróleo crudo producto de la fuga.
6	9425793	0799385	Puente Inayo Aguas abajo del puente, se observaron sacos con arena colocados en la quebrada Inayo, la cual es la primera contención colocada por el administrado. Asimismo, se observó que algunos de los sacos de arena eran arrastrados por la fuerza del agua, rompiendo así la contención del petróleo crudo, producto de la lluvia presentada el día 27 de enero de 2016. En esta zona se observó personal realizando actividades de recuperación y contención del petróleo crudo producto de la fuga (9425783N/0799372E).
7	9425338	0800020	Contención artesanal Ubicada a 1 km (lineal) aguas abajo del puente Inayo, dicha contención estaba hecha de hojas, ramas y troncos de la zona. Aguas abajo de la contención se observó petróleo crudo que pasó la contención en mención. Aguas arriba y aguas debajo de la contención, se observó una película de crudo que cubría toda la superficie de la quebrada, aproximadamente 20 m de longitud por 3 m de

N°	NORTE	ESTE	ACTIVIDAD REALIZADA
			ancho. A los márgenes de la quebrada Inayo, se observó vegetación propia del lugar, la cual estaba cubierta con petróleo crudo. Se observó personal realizando actividades de recuperación de petróleo crudo (9425322N/0800029E).
8	9425346	0800080	Contención con plásticos a unos 1.5 km (lineal) aguas abajo del puente Inayo, se observó una contención de plástico y palos, la cual sirvió para contener el crudo que pasó la contención artesanal indicada en el numeral 7. El administrado indicó que esta contención hace las veces de una poza separadora artesanal, ya que se habría colocado plástico a una profundidad aproximada de 50 cm y dejando una altura para que pase el agua. Aguas abajo de esta contención, se observaron pequeñas iridiscencias características de petróleo crudo.
13	9425768	0799385	Fast tank: se observaron dos (02) recipientes llamados fast tank, cada uno de un volumen de 50 barriles, ubicados a unos 10 m del puente Inayo. Dichos recipientes contenían el petróleo crudo recuperado de la quebrada Inayo. Se observó que el petróleo crudo de los fast tank era bombeado a una cisterna, para su posterior traslado a la Estación 6 del ONP.

Fuente: Informe de Supervisión Directa - Imaza

389. Por su parte, durante la Supervisión Especial llevada a cabo del 13 al 17 de febrero de 2016, la mencionada autoridad verificó las acciones realizadas por el administrado (instalación de barreras), conforme el siguiente detalle:

N°	LOCALIZACIÓN UTM (WGS 84) ZONA (17M)		INSTALACIONES, ÁREAS Y/O COMPONENTES VERIFICADOS
	NORTE	ESTE	
1	798602	9426450	Km. 440+781 del tramo II del Oleoducto Nor Peruano, lugar donde ocurrió el derrame de petróleo crudo.
2	798658	9426480	Trabajos de inspección de posibles daños al ducto, realizando el retiro del poliquen.
3	798441	9426319	Almacén temporal de residuos sólidos peligrosos (sacos conteniendo suelo impregnado con petróleo crudo) instalado en la zona del derrame
4	800289	9425615	Fast Tank instalada en la quebrada Inayo de 90 barriles de capacidad
5	799382	9425785	Primera barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la quebrada Inayo, desde el punto de derrame.
6	800084	9425328	Segunda barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la quebrada Inayo, desde el punto de derrame.
7	800280	9425603	Tercera barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la quebrada Inayo, antes de llegar al Puente Pacuy, desde el punto de derrame.
8	800290	9425578	Cuarta barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la quebrada Inayo, desde el punto de derrame.
9	800297	9425574	Quinta barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la quebrada Inayo, cruzando el Puente Pacuy, desde el punto de derrame.
10	801219	9425821	Sexta barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la quebrada Inayo, antes de llegar a la desembocadura del río Chiriaco, desde el punto de derrame.
11	801275	9425847	Última barrera natural e industrial instalada por la empresa Petroperú en la desembocadura de la quebrada Inayo hacia el margen izquierdo del río Chiriaco.
12	801103	9425808	Poza de recuperación de petróleo crudo de 90 barriles de capacidad aproximadamente

Fuente: Informe de Supervisión Directa – Imaza

390. Hechos que, por otro lado, fueron plasmados en el siguiente reporte fotográfico, conforme se desprende del Informe de Supervisión Directa respectivo:

Registro fotográfico del 27 de enero de 2016



Foto 05: Se observa el recorrido del crudo derramado aguas abajo del punto del derrame y el cruce del puente Inayo.

g

Acta de la reunión con el personal de la empresa PETROPERU



Foto 06: Se observa el desplazamiento del petróleo crudo derramado, el mismo que sigue el curso de la quebrada Inayo. Asimismo, se observa labores para contener el producto derramado.

l



Foto 07: Muestra a personal por parte de la empresa PETROPERU instalando barreras de contención en el cauce de la quebrada Inayo, aguas abajo del punto del derrame.

3/2

22



Foto 08: Muestra los trabajos que viene realizando la empresa PETROPERU instalando barreras de contención en el cauce de la quebrada Inayo, aguas abajo del punto del derrame. Además, se observa a un especialista del OEFA tomando muestras de agua superficial en la mencionada quebrada.

l

l

Registro fotográfico del 27 de enero de 2016



Foto 11: Vista del punto del derrame de petróleo crudo, se observa que el derrame ya fue controlado.



Foto 12: Vista cercana de zona de la tubería por donde fugaba el petróleo crudo, se observa una plancha metálica soldada a la tubería con un tapón y una válvula de 2\"



Foto 18: Se observa que la margen derecha del río Marañón la ribera se encuentra impregnada con petróleo crudo.



Foto 19: Se observa en las aguas del río Chiriaco y el río Marañón trazas de petróleo crudo.

391. Ahora bien, aun cuando Petroperú realizó determinadas acciones, la Autoridad Supervisora, evidenció que la colocación de sacos de arena fue insuficiente para controlar el derrame, pues el petróleo crudo había sobrepasado las barreras de contención.

392. En razón de ello, la Autoridad Decisora señaló que quedó acreditada la transgresión del artículo 66° del RPAAH, en tanto el administrado no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016, en el km 440+781 del Tramo III del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

A.2 Respecto de la conducta infractora N° 4

393. Por su parte, como consecuencia de las acciones de Supervisión realizadas del 6 al 11 de febrero de 2016, se detectó la realización de las siguientes acciones:

N°	NORTE	ESTE	ACTIVIDAD REALIZADA
1	9524314	0237150	Punto del derrame de petróleo crudo Ramal Norte del Oleoducto Norperuano en el KM 206+031 presenta una rajadura de aproximadamente 56 cm de longitud por 1.0 cm de ancho, a través del cual se producía un derrame de petróleo crudo, el mismo que fue controlado en su totalidad el día 09.02.2016, mediante la instalación de una grapa.
9	8524320	0237155	Cilindros metálicos vacíos y trabajadores contratistas de PETROPERU procediendo a recuperar el crudo derramado en el punto de la falla.
---	9526410	0251506	Construcción e instalación de campamento principal ubicado en la margen derecha de la desembocadura de la Quebrada Cashacaño al río Morona.

Fuente: Informe de Supervisión - Morona

394. En esa misma línea, del 14 al 18 de febrero de 2016²²³, Petroperú señaló haber realizado las siguientes acciones a efectos de contener el hidrocarburo, lo cual fue plasmado por la DS, conforme se precisa a continuación:

Nº	LOCALIZACIÓN UTM (WGS 84) ZONA (18)		INSTALACIONES, ÁREAS Y/O COMPONENTES VERIFICADOS
	NORTE	ESTE	
4	9526690	0252172	<u>Desembocadura de la Quebrada Cashacaño al río Morona</u> ; se observó una barrera de contención, y a los alrededores sobre el espejo de agua se observó manchas iridiscentes.
5	9526887	0251184	<u>Quebrada Cashacaño</u> ; se observó una barrera de contención y a la margen izquierda (aguas arriba) se encontraba personal realizando actividades de recuperación de crudo.
8	9524317	0237124	<u>Punto del derrame de petróleo crudo</u> : Ramal Norte del Oleoducto Norperuano en el KM 206+031, se verificó que en el tubo de 16" a la altura donde se produjo el derrame, se había colocado tres camisas metálicas de aproximadamente 2 metros de largo x ¼" de espesor, la del centro sería la que cubre el punto del derrame y las otras restantes de refuerzo, según lo manifestado por el administrado. Adicionalmente se observó una camisa de 75 cm de longitud x ¼" colocada a 2.5 metros de las anteriores mencionadas. Por otro lado, en unas partes de la tubería se observó desprendimiento de la pintura epóxica.

Fuente: Informe de Supervisión Directa – Morona

395. Hechos que, en ese sentido, fueron plasmados conforme consta a continuación:

²²³

Informe de Supervisión N° 632-2016-OEFA-DS-HID, páginas 349 y 351.

Registro fotográfico del 7 de febrero de 2016



Foto 4: Muestra la presencia de hidrocarburo en forma de pequeñas trazas en la superficie de las aguas del río Morona, a 1:40 minutos aproximadamente de la desembocadura al río Marañón.
Coordenadas WGS 84: 9512249N/0257776E.



Foto 5: Muestra la presencia de hidrocarburo en forma de trazas desplazándose por la margen derecha del río Morona.
Coordenadas WGS84: 9513131N/0253781E.

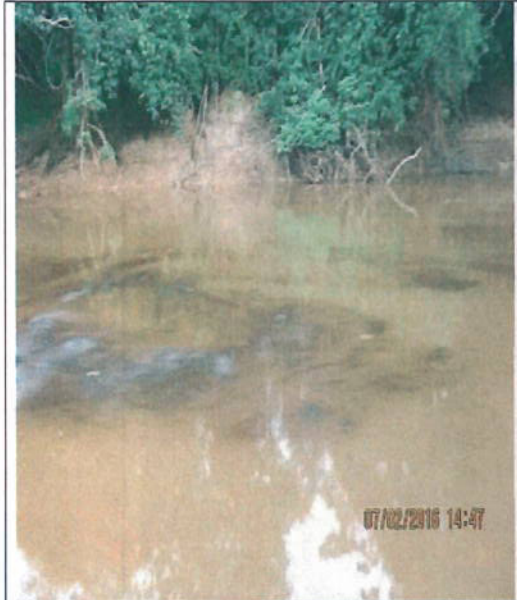


Foto 6: Muestra la presencia de hidrocarburo en forma de pequeñas manchas en la superficie de las aguas del río Morona, a 1:47 minutos aproximadamente de la desembocadura al río Marañón.
 Coordenada WGS84: 9515725N0254456E.

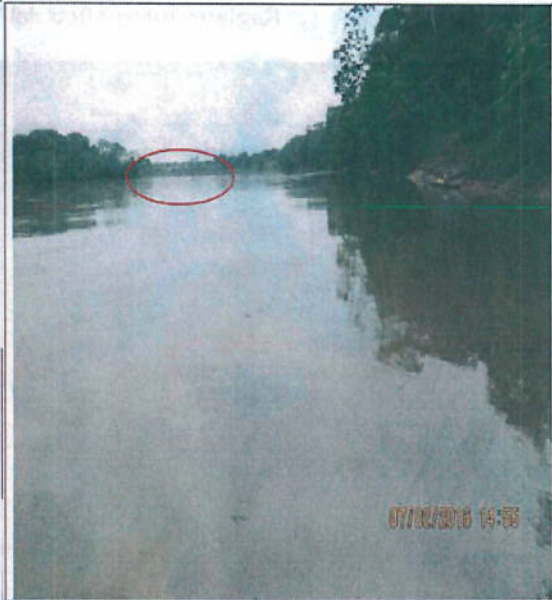


Foto 7: Muestra presencia de hidrocarburo en forma de TRAZAS desplazándose por la margen derecha del río Morona aproximadamente a 800m del centro poblado de Puerto Alegre.
 Coordenadas WGS 84: 9522349N02523449E.

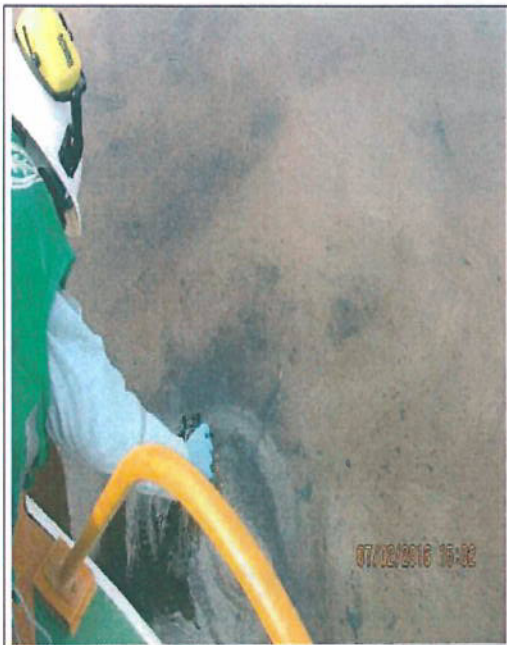


Foto 10: Muestra la toma de la segunda muestra, aguas arriba del pueblo Puerto Alegre al margen derecho del río Morona.
 Coordenada WGS84: 9523334N0252638E.

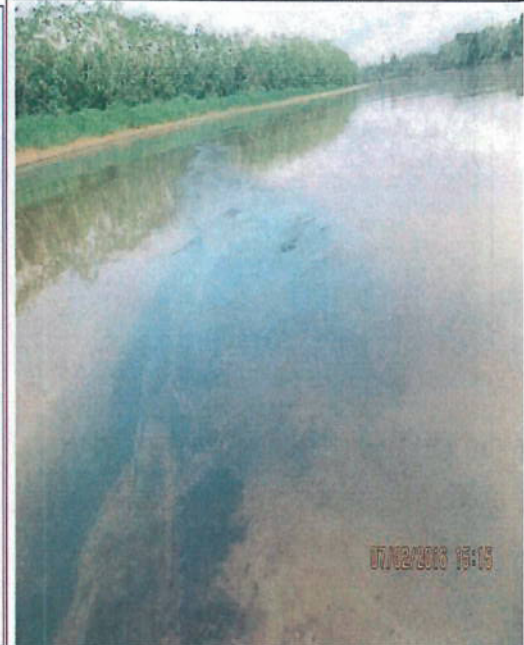


Foto 11: Muestra mancha de petróleo crudo sobre las aguas del río Morona (margen derecha) a unos 2.0 km aproximadamente aguas arriba de Puerto Alegre.
 Coordenada WGS84: 9524258N0251864E.



Foto 12: Muestra mancha de petróleo crudo sobre las aguas del río Morona (margen derecha) a unos 2.0 km aproximadamente aguas arriba de Puerto Alegria. Coordenadas WGS84: 9524268N/0251864E.



Foto 13: Muestra el punto donde desemboca la QUEBRADA CASHACANO, cuerpo de agua afectada por el derrame de crudo, el mismo que arrastra el crudo hacia el río Morona. No hay barrera de contención en la descarga al río Morona. Coordenadas WGS84: 9526484N/0251573E.

8

1



Foto 14: Muestra presencia de crudo en toda la superficie de la Quebrada Cashacaño a unos 300 m aproximadamente aguas adentro.
Coordenada WG84: 9526690N/02521372E.

2

2



Foto 15: Muestra la primera barrera de contención ubicada a unos 500m aproximadamente aguas adentro de la Quebrada Cashacaño, se observa delante de la barrera una mínima presencia de crudo retenido, y arrastre de crudo después de la barrera de contención debido a la fuerte corriente que presenta en este punto la referida Quebrada.
Coordenada WG84: 9526887N/0251184E.

3

4



Foto 16: Muestra la primera barrera de contención ubicada a unos 500m aproximadamente aguas adentro de la Quebrada Cashacaño, se observa delante de la barrera una mínima presencia de crudo retenido, y arrastre de crudo después de la barrera de contención debido a la fuerte corriente que presenta en este punto la referida Quebrada.
Coordenada WG84: 9526887N/0251184E.



Foto 17: Se observa la Tercera toma de muestra de agua después de la barrera de contención.
Coordenada WG84: 9526920N/0251206E.

g

1



Foto 18: Se observa la Tercera toma de muestra de agua después de la barrera de contención. Coordenada WGS84: 9526920N/0251206E.

Registro fotográfico del 9 de febrero de 2016



Foto 32: Muestra una barrera de contención artesanal, el mismo que viene ejerciendo un buen control de retención del crudo, se encuentra ubicado a unos 200 m del punto del derrame.

g

2

g

g

Registro fotográfico del 15 de febrero de 2016



396. Sobre la base de lo expuesto, y atendiendo a que el administrado no presentó ningún medio de prueba que acreditase la ejecución de las acciones de control y minimización de manera inmediata y, por ende, idónea, la DFAI consideró la determinación de la responsabilidad administrativa de Petroperú por el incumplimiento del artículo 66° del RPAAH.

B) De los argumentos planteados por Petroperú

B.1) Respecto de la conducta infractora N° 3:

397. En torno a este punto, el administrado refirió:

397.1. La existencia de conflictos sociales que le impidieron cumplir cabalmente con las acciones de limpieza y recuperación del petróleo crudo; por lo que en este caso aplicaría la exoneración de responsabilidad, al haberse determinado que no se pudo cumplir con las obligaciones señaladas al existir un claro y probado hecho determinante de tercero. Para acreditar dicho argumento, indicó contar con los principales contratos de los primeros días del derrame, donde se evidencia por el número de jornales la cantidad de personal que laboró; aseverando, en ese sentido, que trabajaron aproximadamente 170 personas.

397.2. De otro lado, aseveró que la afirmación del OEFA respecto a que la Estación 6 de Petroperú se encontraba relativamente cerca del punto de derrame, es incorrecta; toda vez que la Estación 6 se encuentra en la progresiva km 417+735 del ONP y, en tanto el derrame ocurrió en el km 440+781, la distancia resulta ser mucho mayor a los 16 km indicados por la DFAI.

397.3. Así también, refirió que existía un acceso inoperativo que se tuvo que mejorar para poder llegar al punto de falla, siendo que, si bien existe la carretera Reposo, esta pasa aproximadamente a 1,000 metros del lugar del evento.

397.4. Finalmente, manifestó que lo dicho por la DFAI en el considerando 451 de la resolución Directoral I no es correcto, puesto que, a través del video, donde se puede apreciar que el personal efectuó todos los esfuerzos necesarios pero dadas las condiciones climatológicas (intensa lluvia) imposibilitaron su actuar oportuno.

398. Con relación al primer argumento, conviene reiterar lo esbozado en los considerandos 334 al 336 de la presente resolución, una vez verificado el hecho constitutivo de la infracción, el administrado solo podrá eximirse de responsabilidad si logra acreditar, de manera fehaciente, la ruptura del nexo causal, ya sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.

399. En esa línea argumentativa, esta Sala considera que corresponde determinar si la situación alegada por el administrado en su recurso de apelación, vale decir, la existencia de conflictos sociales, constituye un hecho determinante de tercero.

400. Para ello, debe entenderse como el responsable de un hecho determinante de tercero «(...) a aquél que parecía ser el causante, no lo es, sino que es otro

quien contribuyó con la causa adecuada». En ese sentido, de configurarse dicha circunstancia se produce la ruptura del nexo causal y, en consecuencia, la exoneración de la responsabilidad administrativa imputada.

401. Así, el hecho determinante de tercero, para De Trazegnies, debe de contar con las características de extraordinario, imprevisible e irresistible, como el caso fortuito, a fin de que se le pueda exonerar de responsabilidad al presunto causante de un hecho:

Características esenciales del hecho determinante de tercero. En la medida de que el hecho determinante de tercero es una *vis maior* para el presunto causante, ese hecho tiene que revestir características similares a las que hemos mencionado con relación al caso fortuito: ese hecho debe imponerse sobre el presunto causante con una fuerza que aniquile su propia capacidad de acción.

El carácter **extraordinario** del hecho está constituido por tratarse de una causa extraña al sujeto que pretende liberarse con esta defensa (...)

Por otra parte, ese hecho de tercero, para que tenga un efecto exoneratorio, tiene que revestir también las características de **imprevisibilidad e irresistibilidad**. (...)

En efecto, hemos dicho que el **hecho de tercero tiene que formar parte de riesgos atípicos** de la actividad, para tener mérito exoneratorio.²²⁴ (Énfasis agregado).

402. En ese sentido, cabe precisar que, de acuerdo con lo señalado por el mencionado autor, lo imprevisible e irresistible —desde la óptica de esta exigente— implicará que el sujeto a quien se le atribuye presuntamente la comisión del hecho se hubiera visto imposibilitado por el accionar del tercero que no le hubiera permitido actuar de otra manera, prever el acontecimiento y resistirse a él.

403. Siendo ello así, de la revisión del expediente, se advierte que Petroperú presentó como medio probatorio para acreditar el hecho determinante de tercero: i) el Acta de acuerdos firmados sobre el jornal; y, ii) el Acta de Acuerdos N° 003.2016²²⁵, mediante las cuales demostraría la exigencia por parte de los pobladores de una serie de compromisos, entre los cuales se encontraría el de la exigencia del pago de un jornal ascendente a S/ 300.00; a continuación, se procederá a evaluar la citada documentación:

²²⁴ DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. La Responsabilidad Extracontractual Vol. IV, Tomo II. Para Leer El Código Civil, Séptima Edición. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2001, pp. 359-361.

Consulta: 25 de noviembre de 2019
<http://repositorio.pucp.edu.pe/index/handle/123456789/74>

²²⁵ Folios 1803 al 1811.

Cuadro N°33: Análisis de la documentación presentada por Petroperú

N°	DOCUMENTO	ANÁLISIS
1	Acta de acuerdos firmados sobre el jornal de S/150.00	De la revisión de la citada documentación, se advierte que en estos se menciona entre otros aspectos, los requerimientos efectuados por los pobladores de la localidad Puerto Alegría.
2	Acta de Acuerdos N° 003.2016- M.D.M del 11 de febrero de 2016	<p>En el primero de estos, se manifiesta la inquietud de aquellos, así como la exigencia de pago del jornal de S/ 300.00, aduciendo que se trata de actividades que revisten un alto riesgo. Siendo que, en sus conclusiones, se advierte el compromiso adquirido por parte de Petroperú de indemnizar e incluso aumentar la dotación de alimentos.</p> <p>Respecto del segundo, se muestra un listado de quince (15) solicitudes no solo respecto de Petroperú sino también respecto del Estado como el establecimiento de postas.</p>

Elaboración: TFA

404. Del cuadro adjunto, se desprende que la documentación aportada por el recurrente solo pone en conocimiento las solicitudes efectuadas por los pobladores del distrito de Morona, sin que con ello se evidencia el hecho imprevisible e irresistible que imposibilitara a este adoptar las acciones destinadas al control y minimización con la debida inmediatez, a efectos de evitar la continuidad de los efectos que la emergencia ambiental hubiera producido.
405. En tal sentido, siendo que el recurrente no ha presentado medio probatorio que acredite la ruptura del nexo causal para que se configure la causal de eximente de responsabilidad, no resulta amparable lo argumentado en este extremo.
406. Por otro lado, respecto de lo señalado en los numerales 397.2 y 397.3 de la presente resolución, se debe tener en cuenta que el hecho de que las condiciones de accesibilidad a la zona de control y minimización tuvieran que ser mejoradas, a efectos de ingresar con mayor facilidad o incluso la distancia de una estación a otra hubiera sido mayor; no supone, a juicio de esta Sala, una causal para no actuar con inmediatez e idoneidad las medidas respectivas ante una emergencia ambiental.
407. Máxime si, de la revisión de los actuados en el expediente (concretamente del detalle señalado en la Tabla N° 34 de la resolución impugnada), se advierte que fue el propio administrado quien señaló que —con posterioridad al derrame— no solo tuvo acceso al área impactada, sino que, además, transportó al lugar de la fuga, las camisas que finalmente sirvieron para su contención.

408. De forma que, estas "dificultades" de acceso alegadas Petroperú no permiten deslindar de responsabilidad de aquel, en tanto desde que tuvo conocimiento de la emergencia ambiental tuvo continuidad en el ingreso a la zona del derrame, incluso trasladando la maquinaria como retroexcavadoras o excavadoras de aguja; por lo que, contrariamente a lo manifestado por aquel, no existió impedimento alguno que le permitiera ejecutar, en primer término, la medida que finalmente controló el derrame de manera inmediata.

409. Finalmente, respecto de lo señalado por el recurrente con relación a que las intensas lluvias imposibilitaron su actuar oportuno de forma que lo señalado por la DFAI es incorrecto²²⁶; se debe tener presente que fue el propio administrado quien señaló la realización de actividades hasta el día 28 de enero de 2016, fecha en el que se logró detener la fuga; sin que en ningún momento hubiera alegado la paralización de las actividades, máxime si consideramos que en el referido periodo el Senahmi señaló que las mencionadas precipitaciones tuvieron lugar en menor medida a lo usual de la zona.

410. Por consiguiente, en tanto, con los argumentos presentados, Petroperú no logró acreditar el cumplimiento de lo establecido en el artículo 66° del RPAAH, corresponde confirmar la declaración de responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de la conducta infractora N° 3 del Cuadro N° 6 de la presente resolución.


B.2 Respecto de la conducta infractora N° 4:

411. Con relación a la presente conducta infractora, Petroperú refirió que el razonamiento efectuado por la DFAI respecto a que la sola bajada de tensión permite inferir la existencia de fuga de petróleo, es incorrecto, pues el transporte de hidrocarburos no se ajusta a un proceso operativo de presión fija, sino que fluctúa según los cambios de presión.

412. Al respecto, este Tribunal considera relevante reiterar lo precisado en los considerandos 233 y 234 de la presente resolución, donde se consideró que, en el caso en particular, el hecho de que se haya producido la caída brusca de la presión (en 25%) sí que debe ser considerado como un presupuesto para entender la existencia de una falla desencadenadora de un derrame, más aun si fue el propio administrado, quien ante la caída registrada por el operador de turno, paralizó el bombeo en la Estación Andoas el 2 de febrero de 2016, al advertirse un inminente problema en el oleoducto (posible rotura); tal como se advierte de la lectura del cuaderno de ocurrencias.


²²⁶ Concretamente:

451. Las condiciones que describe el administrado (lluvias) es una situación propia de una zona tropical, ahora, los días previos a la ocurrencia del derrame no se presentaron lluvias o fueron mínimas. De la misma manera, los días 25 y 26, fechas en que se realizaron y concluyeron las labores de excavación, no se presentaron lluvias, por tanto, no es posible sostener que las lluvias dificultaron las excavaciones pues estas no se registraron.



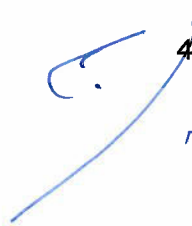
413. En ese sentido, en tanto lo señalado por el administrado no resulta suficiente a efectos de eximirlo de responsabilidad por la comisión de la conducta infractora N° 4 detallada en el Cuadro N° 6 de la presente resolución; corresponde confirmar la resolución venida en grado, en torno a dicho extremo.

C) Conclusión




414. Atendiendo a los fundamentos expuestos en el presente acápite, corresponde confirmar la resolución venida en grado respecto de la determinación de la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras N°s 3 y 4 del Cuadro N° 6 de la presente resolución; en tanto, no obra en el expediente medio probatorio alguno que permita acreditar el accionar inmediato por parte del recurrente, a efectos de controlar y minimizar los impactos ocasionados como consecuencia de los dos derrames acaecidos en los distritos de Imaza y Morona, de conformidad con lo señalado en el artículo 66° del RPAAH²²⁷.

IX.4) Determinar si las medidas correctivas ordenadas a Petroperú, fueron debidamente dictadas por la Autoridad Decisora



415. Como es de conocimiento, aunado a la determinación de la responsabilidad administrativa, el ordenamiento jurídico nacional ha considerado la viabilidad de la imposición de medidas correctivas conducentes a ordenar la reposición o la reparación de la situación alterada por la infracción a su estado anterior; ello, de conformidad a lo señalado en el numeral 251.1 del artículo 251° del TUO de la LPAG.



416. Así, en el marco de la responsabilidad administrativa ambiental, es la Ley del SINEFA la que —concretamente en su artículo 22°— otorga al OEFA la habilitación para proceder con su dictado, siempre que estas resulten necesarias para revertir o disminuir, en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas²²⁸.

²²⁷ Para mayor detalle, ver Cuadro N° 7.1 del Anexo 7 de la presente resolución.


²²⁸


Ley del SINEFA

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.

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

- 
- a) El decomiso definitivo de los objetos, instrumentos, artefactos o sustancias empleados para la comisión de la infracción.
 - b) La paralización o restricción de la actividad causante de la infracción.
 - c) El cierre temporal o definitivo, parcial o total, del local o establecimiento donde se lleve a cabo la actividad que ha generado la presunta infracción.
 - d) La obligación del responsable del daño a restaurar, rehabilitar o reparar la situación alterada, según sea el caso, y de no ser posible ello, la obligación a compensarla en términos ambientales y/o económica.

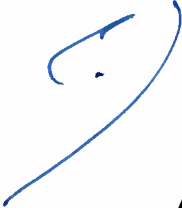


417. Partiendo del marco normativo expuesto, es posible concluir que la imposición de estas responde al cumplimiento de los siguientes presupuestos: (i) que se haya declarado la responsabilidad del administrado; (ii) que la conducta infractora hubiera ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas; y, finalmente, (iii) la continuación de dicho efecto.




418. En base a tales consideraciones y habiéndose constatado que en el presente PAS, quedó acreditada la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de las conductas infractoras descritas en el Cuadro N° 6 de la presente resolución, esta Sala procederá a analizar la idoneidad de su dictado, a partir de la verificación del presupuesto referido a la continuación de los efectos nocivos que la conducta hubiera podido producir; para lo cual, se servirá no solo de los argumentos planteados por el administrado en su recurso de apelación, sino también considerando su prerrogativa revisora establecida en el numeral 2.2 del artículo 2° del RITFA.

A) Del caso concreto




419. Conforme se consignó en los antecedentes de la presente resolución, se ha de recordar que la Autoridad Decisora consideró pertinente el dictado de 11 medidas correctivas, seis (6) para el derrame de Imaza y cinco (5) para el derrame de Morona, cuyo detalle se recoge en el Anexo 4 de la presente resolución; siendo que, sobre la base del marco normativo expuesto, a continuación, se procederá con su revisión a efectos de verificar su procedencia.

A.1) Con relación a las medidas correctivas N°s 1, 2, 3, 4 correspondientes al derrame de Imaza y N°s 1 y 2 del Cuadro N° 5 referidas al derrame de Morona



420. De la revisión del detalle correspondiente a las obligaciones contenidas en cada una de las medidas correctivas materia de análisis, se constata que estas contienen acciones encaminadas a prevenir eventos similares a aquellos que originaron el presente PAS; esto es, buscan evitar la generación de nuevos impactos negativos como consecuencia de la no realización de las acciones de mantenimiento previstas en su PAMA.

421. En ese sentido, estas medidas revisten como única finalidad, la acreditación por parte de Petroperú del cumplimiento de las obligaciones contenidas en su instrumento de gestión ambiental; las cuales son plenamente exigibles sin necesidad de un mandato expreso por parte de la Administración.



422. Por consiguiente, toda vez que, a través de las medidas correctivas sometidas a revisión en el presente apartado, no es posible constatar —con su ejecución— la consecución de la reversión o remediación de los efectos nocivos que las conductas infractoras produjeron en la salud de las personas, su dictado en la resolución apelada no cumpliría con la finalidad prevista en el artículo 22° de la Ley del SINEFA.

423. En consecuencia y en aplicación de lo dispuesto en el numeral 6.3 del artículo 6° del T.U.O. de la LPAG²²⁹, en virtud del cual no constituye causal de nulidad el hecho de que el superior jerárquico de la autoridad que emitió el acto impugnado tenga una apreciación distinta respecto de la interpretación del derecho manifestada por la primera instancia en dicho acto administrativo, corresponde proceder con su revocación.

424. Sobre la base de lo expuesto, carece de objeto emitir pronunciamiento respecto de los argumentos formulados por Petroperú, en torno a las mencionadas medidas correctivas; no obstante ello, es preciso indicar que el pronunciamiento consensuado por este Tribunal en el presente apartado, no exime al administrado de cumplir con las obligaciones ambientales fiscalizables materia del presente PAS, las que pueden ser objeto de posteriores acciones de supervisión por parte del OEFA.

425. Considerando el pronunciamiento efectuado por esta Sala respecto de las medidas correctivas descritas en los considerandos precedentes, a continuación, se analizarán los argumentos formulados por Petroperú, relacionados con las subsistentes medidas dictadas por la primera instancia.

A.2 Con relación a la medida correctiva N° 5 referida al derrame de Imaza

426. Sobre el particular, resulta necesario señalar que la presente medida correctiva está compuesta por dos obligaciones, cuyo detalle se muestra a continuación:

229

T.U.O. DE LA LPAG

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

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

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

Cuadro N° 34: Composición de la Medida Correctiva N° 5 del Cuadro N° 4

Detalle de la medida correctiva impuesta	
Obligaciones	Forma de acreditar cumplimiento
<p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas de los puntos de muestreo: 148,7,km440+781-1, 148,7,km440+781-2, 148,7,km440+781-3, 148,7,km440+781-6, 148,7,km440+781-8, 148,7,km440+781-9, 148,7,km440+781-13, 148,7,km440+781-14, 148,7,km440+781-16.</p>	<p>En un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva, deberá remitir a la DFAI, un informe técnico que detalle lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Acciones de limpieza las áreas de los puntos de muestreo señalados. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.
<p>Petroperú deberá acreditar la implementación del monitoreo de sedimentos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en los puntos precedentes, durante las épocas de variante y de creciente posteriores a la conclusión de las actividades de limpieza.</p>	<p>Luego de concluidas las actividades de limpieza, Petroperú deberá remitir al OEFA lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un informe de monitoreo de suelos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en la presente tabla, realizado luego de ciento ochenta (180) días naturales, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de las actividades de limpieza. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas; - Un informe de monitoreo de suelos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en la presente tabla, realizado luego de ciento ochenta (180) días naturales, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de las actividades de limpieza. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de agua y suelo que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.

Elaboración: TFA

427. De igual manera, a través del siguiente cuadro, se describen los detalles relacionados con el vencimiento de los plazos para el cumplimiento de la citada medida:

Cuadro N° 35: Detalle del vencimiento de los plazos para el cumplimiento de la medida correctiva

Medida correctiva	Obligación	Plazo de cumplimiento de la medida correctiva				Plazo para presentar acreditar cumplimiento	
		Fecha de notificación	Duración	Fecha inicio de cómputo	Vencimiento de plazo	Duración (días hábiles)	Plazo Final
	1	17/07/19	50 días hábiles	17/07/19	01/10/19	15	23/10/19
2	17/07/19	50 días hábiles	17/07/19	01/10/19	180	29/03/20	
				01/10/19	180	29/03/20	

Fuente: Resolución Directoral I
Elaboración: TFA

428. Partiendo de lo expuesto, y con carácter previo al análisis de los argumentos formulados por el administrado, corresponde a este Colegiado analizar la viabilidad e idoneidad de la medida correctiva dictada, en aras de avalar su procedencia.
429. Así, de la lectura del detalle de las obligaciones que constituyen la medida correctiva sometida a análisis, se advierte que, para la acreditación de su cumplimiento, la primera instancia ordenó a Petroperú realizar (en ambos casos) un informe de monitoreo que, como mínimo, incluyera los resultados de monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de referencia Atlantic RBCA para TPH.
430. Con ello en cuenta, resulta necesario destacar dos aspectos importantes para la procedencia de su aplicación:
- 430.1. El estándar de referencia Atlantic RBCA²³⁰, establece que la concentración máxima de TPH en sedimentos para la protección de agua dulce y de vida acuática marina, es 500 mg/kg (peso seco); ello, conforme se muestra a continuación:

²³⁰ Atlantic RBCA (*Risk-Based Corrective Action*) for Petroleum Impacted Sites in Atlantic Canada, Versión 3, julio 2012 (revisión enero 2015).
Recuperado de:
https://atlanticrbc.com/wp-content/files_mf/1443702097ATLANTIC_RBCA_User_Guidancev3_updated_September2015.pdf
Consulta: 25 de noviembre de 2019

Gráfico N° 3: Concentraciones de TPH establecidas en Atlantic RBCA

Table 4: Tier 1 Sediment Ecological Screening Levels for the Protection of Freshwater and Marine Aquatic Life (mg/kg dry weight)

Sediment Type	Substance							
	Benzene	Toluene	Ethyl Benzene	Xylenes	Modified TPH			
					Gas	Diesel#2	#6 oil/lube	Max
Typical ^a	1.2	1.4	1.2	1.3	15 ^b	25 ^b	43 ^b	500 ^c
Other ^a	5.4	6.1	5.0	5.5	67 ^b	110 ^b	190 ^b	500 ^c

Fuente: Atlantic RBCA

430.2. La concentración de TPH establecida en Atlantic RBCA, hace referencia al parámetro TPH Modificado (*Modified TPH*), el cual se obtiene a partir de la suma de los hidrocarburos que cuenten con un número de carbonos desde 6 hasta 32, menos el benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos²³¹; asimismo, indica que los laboratorios deben reportar los resultados de TPH conforme a lo establecido para una comparación directa.

431. De ahí que, para valorar la procedencia del dictado de las citadas obligaciones (en tanto las mismas se complementan con su acreditación), resulta necesaria la revisión del Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID, el cual contiene la evaluación de los resultados del monitoreo de sedimentos, realizados del 10 al 13 de octubre, en los cuerpos de agua afectados por el derrame de Imaza, así como de los informes de ensayo que sustentan dicha evaluación.

²³¹ Atlantic RBCA:

3.3.6 Modified TPH Interpretation

The Tier I RBSL Table contains values for benzene (B), toluene (T), ethyl benzene (E), xylene (X) and Modified TPH.

Modified TPH is the sum of all petroleum hydrocarbons from carbon number 6 (C6) to carbon number 32 (C32) minus benzene, toluene, ethyl benzene and xylenes.

Modified TPH = Total TPH (C6-C32) – BTEX

Laboratory reports provide values for BTEX and Modified TPH concentrations to permit direct comparison to the Tier I RBSL Table.

432. Los cuales, por otro lado, contienen la siguiente información:

Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID

TABLA N° 5 - Resultados de Laboratorio de Sedimentos

Puntos de muestreo		148,7,Km44 0+781-1	148,7,Km44 0+781-2	148,7,Km44 0+781-3	148,7,Km44 0+781-4	148,7,Km44 0+781-5	148,7,Km44 0+781-6	148,7,Km44 0+781-7	148,7,Km44 0+781-8	CEQC Freshwater ISQG ⁽¹⁾	CEQC Freshwater PEL ⁽²⁾
Parámetro	Unidad	Rio Chiriaco	Quebrada Inayo								
Arsénico	mg/kg PS	2,3	5,2	5,3	0,59	1,8	2,7	2,9	4,2	5,9	17
Bario	mg/kg PS	158	156	138	12,2	30,3	38,3	42,4	102
Cadmio	mg/kg PS	0,1991	0,1566	0,1636	<0,0007	0,0661	0,1101	0,0816	0,4670	0,6	3,5
Cromo	mg/kg PS	21	27	26	4,9	12	14	14	24	37,3	90
Cobre	mg/kg PS	15,2	31,7	28,4	2,04	3,94	5,84	6,60	14,4	35,7	197
Plomo	mg/kg PS	7,80	15,2	14,1	1,76	3,89	5,72	5,81	12,1	35	91,3
Mercurio	mg/kg PS	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	0,17	0,486
Zinc	mg/kg PS	56,8	77,7	67,0	10,0	22,1	30,6	29,7	69,1	123	315
Cromo Hexavalente	mg/kg PS	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Hidrocarburos Totales de Petróleo										Guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000 ⁽³⁾	
										Valor óptimo	Valor Intervención
F1 (C ₆ - C ₁₀)	mg/kg PS	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3
F2 (C ₁₀ - C ₂₅)	mg/kg PS	123	86,7	98,8	<5,00	<5,00	56,0	<5,00	218
F3 (C ₂₅ - C ₄₀)	mg/kg PS	197	210	238	<5,00	<5,00	106	<5,00	328
TPH*	mg/kg PS	311	297	337	<5,00	<5,00	192	<5,00	545	50	5000

Fuente: Informe de Ensayo (Estudio) N° SAA-1702561-85, Suplemento Especial 2017.
 PH: Hidrocarburos Totales de Petróleo (S-C40).
 PS: Peso Seco.
 (1) Norma Canadiense, Canadian Environmental Quality Guidelines for the Protection of Aquatic Life, Freshwater ISQG (Interim Sediment Quality Guidelines).
 (2) Norma Canadiense, Canadian Environmental Quality Guidelines for the Protection of Aquatic Life, Freshwater PEL (Probable Effect Level).
 (3) Guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000.
 (...) No establecido en la Norma Canadiense, Canadian Environmental Quality Guidelines for the Protection of Aquatic Life, Freshwater en la guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000.
 * Supera la Norma Canadiense, Canadian Environmental Quality Guidelines for the Protection of Aquatic Life, Freshwater ISQG (Interim Sediment Quality Guidelines) y/o la Guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000. Valor óptimo y/o intervención.

TABLA N° 6 - Resultados de Laboratorio de Sedimentos

Puntos de muestreo		148,7,Km440 +781-9	148,7,Km440 +781-10	148,7,Km440 +781-11	148,7,Km440 +781-12	148,7,Km440 +781-13	148,7,Km440 +781-14	148,7,Km440 +781-15	CEQC Freshwater ISQG ⁽¹⁾	CEQC Freshwater PEL ⁽²⁾	
Parámetro	Unidad	Quebrada Inayo									
Arsénico	mg/kg PS	3,3	7,1	2,5	2,5	2,4	1,9	2,0	5,9	17	
Bario	mg/kg PS	88,7	104	66,8	71,0	97,1	73,2	72,2	
Cadmio	mg/kg PS	0,4670	0,1617	0,1802	0,1468	0,4669	0,2400	0,1429	0,6	3,5	
Cromo	mg/kg PS	25	25	17	19	21	19	18	37,3	90	
Cobre	mg/kg PS	14,7	9,47	7,40	9,17	12,5	9,01	7,15	35,7	197	
Plomo	mg/kg PS	9,54	10,3	7,22	8,74	8,65	7,28	6,05	35	91,3	
Mercurio	mg/kg PS	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	0,17	0,486	
Zinc	mg/kg PS	68,5	57,2	41,2	45,8	55,0	45,1	39,2	123	315	
Cromo Hexavalente	mg/kg PS	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	
Hidrocarburos Totales de Petróleo										Guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000 ⁽³⁾	
										Valor óptimo	Valor Intervención
F1 (C ₆ - C ₁₀)	mg/kg PS	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	
F2 (C ₁₀ - C ₂₅)	mg/kg PS	201	<5,00	<5,00	<5,00	38,2	73,4	<5,00	
F3 (C ₂₅ - C ₄₀)	mg/kg PS	357	<5,00	<5,00	<5,00	107	342	<5,00	
TPH*	mg/kg PS	558	<5,00	<5,00	<5,00	145	415	<5,00	50	5000	

Informe de Supervisión N° 03-2018-OEFA/DSEM-CHID

TABLA N° 7 - Resultados de Laboratorio de Sedimentos




Puntos de muestreo		148,7,Km440 +781-16	148,7,Km440 +781-17	148,7,Km440 +781-18	148,7,Km440 +781-19	148,7,Km440 +781-20	148,7,Km440 +781-21	148,7,Km440 +781-22	CEQC Freshwater ISQG ⁽¹⁾	CEQC Freshwater PEL ⁽²⁾
Parámetro	Unidad	Quebrada Inayo								
Arsénico	mg/kg PS	2,4	3,1	2,5	4,7	2,0	3,5	2,4	5,9	17
Bario	mg/kg PS	101	58,7	157	77,8	61,9	84,9	43,7
Cadmio	mg/kg PS	0,3658	0,1173	0,1597	0,1391	0,1326	0,1258	0,0829	0,6	3,5
Cromo	mg/kg PS	22	19	19	24	15	18	17	37,3	90
Cobre	mg/kg PS	12,4	7,27	8,90	9,67	7,32	8,84	5,78	35,7	197
Plomo	mg/kg PS	10,9	6,80	9,36	9,50	8,07	7,57	5,73	35	91,3
Mercurio	mg/kg PS	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	0,17	0,486
Zinc	mg/kg PS	60,7	38,0	40,0	41,5	33,8	41,2	26,7	123	315
Cromo Hexavalente	mg/kg PS	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Hidrocarburos Totales de Petróleo									Guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000 ⁽³⁾	
									Valor óptimo	Valor Intervención
F1 (C6 - C10)	mg/Kg PS	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3
F2 (C10 - C28)	mg/Kg PS	45,4	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00
F3 (C28 - C40)	mg/Kg PS	116	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00
TPH*	mg/kg PS	161	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	50	5000

TABLA N° 8 - Resultados de Laboratorio de Sedimentos

Puntos de muestreo		148,7,Km440 +781-23	148,7,Km440 +781-24	148,7,Km440 +781-25	148,7,Km440 +781-26	148,7,Km440 +781-27	148,7,Km440 +781-28	148,7,Km440 +781-29	CEQC Freshwater ISQG ⁽¹⁾	CEQC Freshwater PEL ⁽²⁾	
Parámetro	Unidad	Quebrada Inayo				Quebrada Sin Nombre					
Arsénico	mg/kg PS	1,3	2,9	4,3	1,9	2,9	3,4	3,5	5,9	17	
Bario	mg/kg PS	33,7	77,9	110	77,9	66,2	80,3	70,7	
Cadmio	mg/kg PS	0,0852	0,1548	0,2101	0,4333	0,1261	0,1248	0,0470	0,6	3,5	
Cromo	mg/kg PS	9,0	18	22	17	12	14	12	37,3	90	
Cobre	mg/kg PS	4,23	7,94	10,6	11,3	9,11	8,33	13,4	35,7	197	
Plomo	mg/kg PS	4,13	7,59	11,1	8,97	8,68	8,32	11,0	35	91,3	
Mercurio	mg/kg PS	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	<0,03	0,17	0,486	
Zinc	mg/kg PS	18,1	35,1	57,5	51,2	71,4	37,8	48,0	123	315	
Cromo Hexavalente	mg/kg PS	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	
Hidrocarburos Totales de Petróleo									Guía de los Países Bajos (The New Dutch List), 2000 ⁽³⁾		
									Valor óptimo	Valor Intervención	
F1 (C6 - C10)	mg/Kg PS	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	<0,3	
F2 (C10 - C28)	mg/Kg PS	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	
F3 (C28 - C40)	mg/Kg PS	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	
TPH*	mg/kg PS	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	<5,00	50	5000	

Elaboración: TFA

Informe de Ensayo emitido por Laboratorio AGQ

				LABORATORIO DE ENSAYO ACREDITADO POR EL ORGANISMO PERUANO DE ACREDITACIÓN BIACAL-DA CON REGISTRO N° LE-072						
INFORME DE ENSAYO				Registro N.º. 072						
Estudio: SAA-17/02581 TDR N°2881-2017				Tipo Muestra: SEDIMENTOS						
RESULTADOS ANALITICOS										
Nº de Referencia Descripción	5-17/037608 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am443+78 1-1	5-17/037609 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-2	5-17/037610 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-3	5-17/037611 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-4	5-17/037612 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-5	5-17/037613 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-6	5-17/037614 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-7	5-17/037615 TDR N° 2881 - 2017 / 148,7,Am440+78 1-8		
Parámetro	Incert	Unidades								
Hidrocarburos										
³ Hidrocarburos Totales C10-C28	± 20%	mg/kg PS	123	86,7	98,8	< 5,00	< 5,00	56,0	< 5,00	218
³ Hidrocarburos Totales C28-C40	± 27%	mg/kg PS	187	210	238	< 5,00	< 5,00	106	< 5,00	328
³ Hidrocarburos Totales C5-C10	± 9%	mg/kg PS	< 0,3	< 0,3	< 0,3	< 0,3	< 0,3	< 0,3	< 0,3	< 0,3
³ Hidrocarburos Totales C5-C40	-	mg/kg PS	311	297	337	< 5,00	< 5,00	162	< 5,00	545

Informe de Ensayo N° SAA-17/02581 – Laboratorio AGQ

Metodología de análisis del parámetro TPH

Hidrocarburos			
³ Hidrocarburos Totales C10-C28	EPA Method 8015C Rev.3 (2007)	Cromat CG FID	5,00 - 300 000 mg/kg PS
³ Hidrocarburos Totales C28-C40	EPA Method 8015C Rev.3 (2007)	Cromat CG FID	5,00 - 300 000 mg/kg PS
³ Hidrocarburos Totales C5-C10	EPA Method 8015C Rev.3 (2007)	Cromat CG FID	0,3 - 300 000 mg/kg PS
³ Hidrocarburos Totales C5-C40	EPA Method 8015C Rev.3 (2007)	Cromat CG FID	5,00 - 300 000 mg/kg PS

433. Siendo que —de la evaluación de estos— se advierte que:

- 433.1. El laboratorio efectuó el análisis de las muestras de sedimento, a efectos de determinar la concentración del parámetro TPH a partir de la metodología *EPA Method 8015C Rev 3 (2007)*, reportando el parámetro TPH en función de la concentración de hidrocarburos con un número de carbonos desde 5 hasta 40.
- 433.2. De forma que, los resultados para el parámetro TPH, presentados por el laboratorio AGQ en el Informe de Ensayo N° SAA-17/02581, no

cumplen con las consideraciones establecidas en el estándar de referencia Atlantic RBCA para su comparación.

434. No obstante, también es necesario precisar que, de los veintinueve (29) puntos de monitoreo de sedimento en los cuales se realizó la toma de muestra durante la acción de supervisión, solo en nueve (9) se detectó la presencia de TPH (C₅ – C₄₀) por encima del límite de detección (esto es, por encima de 5 mg/kg peso seco) de la metodología empleada para determinar la concentración del referido parámetro; mientras que, en los veinte (20) puntos restantes, la concentración de TPH se encontró por debajo del referido límite.
435. Situación que, en ese sentido, requiere ser corregida por Petroperú, en tanto no presentó documento probatorio alguno que permita concluir en la existencia de reversión alguna de los efectos derivados de la comisión de las conductas infractoras N^{os} 1 y 3 del Cuadro N° 6 de la presente resolución.
436. En efecto, se debe mencionar que los puntos de monitoreo se encuentran ubicados en los cuerpos de agua que fueron afectados por el derrame de hidrocarburos ocurrido en el km 440+781 del Tramo II del ONP, siendo así que la presencia de hidrocarburos expresados como TPH en esos 9 puntos es, incluso, mayor a las concentraciones verificadas respecto de los otros 20 en los cuales se realizó la toma de muestra de sedimentos; con lo que, se constituiría como un indicador de que las acciones de mitigación realizadas por el administrado no habrían sido las idóneas, debiéndose modificar la medida correctiva conforme al siguiente cuadro:

Cuadro N° 36: Modificación de la medida correctiva

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana. (Conducta Infractora N° 1)	Petroperú deberá acreditar la limpieza de los puntos y áreas circundantes a los puntos de monitoreo de sedimentos donde se encontró presencia de hidrocarburos 148,7,km440+781-1, 148,7,km440+781-2, 148,7,km440+781-3, 148,7,km440+781-6, 148,7,km440+781-8,	En un plazo no mayor de noventa (90) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución.	En un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva, deberá remitir al OEFA, un informe técnico que detalle lo siguiente: - Acciones de limpieza en los puntos de monitoreo de sedimentos con presencia de hidrocarburos y áreas circundantes a ellos. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, informe de ensayo realizado por un laboratorio acreditado, en el cual se evidencia que la concentración de TPH (C ₅ – C ₄₀) se encuentre por debajo de 5 mg/kg peso seco ²³² , o menor al límite de detección de la

²³²

Cabe señalar que se ha tomado como concentración objetivo de la limpieza el valor de 5 mg/kg, debido a que en los veinte (20) puntos de monitoreo en los cuales no se detectó una elevada concentración de TPH, respecto de los 9 restantes, este se encontraba por debajo de este valor, representando así, las condiciones físico químicas naturales del sedimento.

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial real a la salud humana.	148,7,km440+781-9, 148,7,km440+781-13, 148,7,km440+781-14, 148,7,km440+781-16.		metodología empleada para determinar la concentración del referido parámetro, asimismo, deberá contener fotografías fechadas y georreferenciadas de las actividades realizadas (limpieza, toma de muestras, etc.)

Elaboración: TFA

A.3 Con relación a la medida correctiva N° 6 referida al derrame de Imaza


437. Al respecto, se tiene que la DFAI consignó como obligación de esta medida correctiva la siguiente:

Petroperú deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.


438. Sobre el particular, el recurrente precisó que no corresponde su dictado, pues ejecutar un plan de fortalecimiento de comunicaciones a las comunidades, sobre las medidas de limpieza y mitigación a llevarse a cabo en caso ocurra una contingencia, no contribuirá a corregir los efectos negativos que pudo generar la conducta infractora al ambiente, recursos naturales o a la salud de las personas por causa del evento ocurrido en el km 440+781, conforme lo prescribe el artículo 22° de la Ley del SINEFA.

439. Al respecto, conforme se desprende del marco normativo aplicable a las medidas correctivas, entre aquellas que pueden dictarse se encuentran las orientadas a revertir o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera producido no solo en el ambiente o los recursos naturales, sino también el ocasionado a la salud de las personas.

440. Siendo esto así, queda claro que en el presente PAS quedó plenamente acreditado que, como resultado de los incumplimientos por cuya comisión se declaró la responsabilidad administrativa de Petroperú, se originó un grave detrimento en la salud de las personas; entre otros aspectos, en los relacionados con la salud mental de aquellos, quienes no solo fueron expuestos a la aparición de enfermedades propias del contacto directo con el hidrocarburo sino que, ante la pérdida de los servicios ecosistémicos, vieron afectadas sus principales fuentes de abastecimiento y subsistencia, provocando en estos incertidumbre y preocupación.



441. Daños a la salud psicológica de las personas que, en ese sentido, busca revertir la DFAI al imponer la medida correctiva, puesto que, de la revisión del detalle de la obligación²³³ que la constituye, este Colegiado corroboró que, con la ejecución de un Plan de Fortalecimiento, la población afectada por los derrames acaecidos tanto en los distritos de Imaza como Morona podrá tomar conocimiento de las acciones implementadas por Petroperú, a efectos de gestionar los impactos acaecidos (a nivel de restitución de los servicios ecosistémicos perdidos) y los que podrían generarse como consecuencia de las acciones de limpieza que se debieran ejecutarse.




442. En función a ello, corresponde desestimar los argumentos planteados por Petroperú, al haberse verificado la idoneidad de la medida dictada conforme a lo prescrito en el artículo 22° del TUO de la LPAG.

A.4 Con relación a la medida correctiva N° 3 referida al derrame de Morona


443. Cabe señalar que la medida correctiva materia del presente análisis, se constituye por las siguientes obligaciones, divididas en tres etapas:

Primera Etapa:



Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza.

Segunda Etapa:



Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.

Tercera Etapa:

Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.

444. Siendo que, respecto de ello, Petroperú aseveró lo siguiente:




444.1. Lo señalado por la DFAI, respecto a que Petroperú habría afirmado no haber concluido las labores en la totalidad de áreas afectadas por el


²³³

Esta señala como obligación de la misma:

Petróleos del Perú – Petroperú S.A.deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.




derrame de Morona²³⁴, resulta impreciso.




444.2. Afirma que, si bien en el *Informe Final del Plan de Acción y Remediación de la Contingencia Ambiental km 206+035 del Oleoducto Ramal Norte* (en adelante, **Informe Final de Plan de Acción y Remediación - Morona**), se dio cuenta de los retrasos que hubo para efectuar dichas acciones (como consecuencia de las intensas lluvias y el alto nivel del río Morona), es en ese mismo documento donde se precisa que, inmediatamente después, la empresa LAMOR efectuó los trabajos de lavado total de la quebrada Cashacaño, dando por terminadas las actividades el 24 de diciembre de 2017.


444.3. Así también, reiteró los argumentos referidos a que en el Perú no existe un estándar de calidad ambiental para sedimentos ni una norma internacional aprobada por el Minam, sobre la cual se pueda concluir que la mera presencia de concentraciones residuales de TPH en sedimentos —en un escenario post remediación— constituyan un riesgo para el ambiente o la salud humana; resaltando, entonces, que no corresponde efectuar la comparación con la referencia Atlantic RBCA.



445. Enfocándonos, así, en la valoración de la suficiencia de los medios probatorios presentados por Petroperú a efectos de acreditar la reversión de los efectos ocasionados, corresponde a esta Sala analizar —en primer término— el mencionado informe.



446. Siendo que, si bien de su revisión (concretamente en el acápite denominado *Lavado de Áreas Impactadas*) se advierte que Petroperú hizo referencia a la suspensión de las labores por encontrarse el área comprendida entre las abscisas 24+200+ y 25+550 (Sector Este) inundada casi en su totalidad; cierto es también que precisa que la empresa LAMOR realizó los trabajos de lavado total de la quebrada Cashacaño, dando por terminadas las actividades el 24 de diciembre de 2017.



447. Lo cual se desprende del propio informe, donde adicionalmente a la delimitación de las áreas²³⁵ (que abarcan las correspondientes a las progresivas 24+200 y 25+500), se consigna material fotográfico de 24 de diciembre de 2017, donde se observa los trabajos de lavado final²³⁶.

²³⁴ Presentado mediante escrito con Registro N° 2019-E17-054970

²³⁵ Recogido en la Tabla N° 4 del Informe Final de Plan de Acción y Remediación – Morona.

²³⁶ Conforme se aprecia a continuación:

448. Aunado a ello, cabe señalar que —a su recurso de apelación— el administrado anexó el Acta de Conformidad del Servicio, bajo el siguiente detalle:

ACTA DE CONFORMIDAD DEL SERVICIO	
Descripción del Servicio	SERVICIO TÉCNICO ESPECIALIZADO PARA LA DESCONTAMINACIÓN DE LAS ÁREAS AFECTADAS POR EL DERRAME DE PETRÓLEO CRUDO OCURRIDO EN EL KM 206+035 DEL OLEODUCTO RAMAL NORTE Y PARA LA SUPERVISIÓN DEL MANEJO DE LOS RESIDUOS GENERADOS COMO PRODUCTO DE LAS ACTIVIDADES DE LIMPIEZA - CUARTO CONTRATO
N° de Orden de Trabajo a Terceros (OTT)	4100006745
Nro. Proceso	ABR-0042-2017-OLE/PETROPERU
Nombre/Dirección/Teléfono/ de la Empresa Contratista	LAMOR PERU SAC NRO. 671 DPTO 503 OTR AV. REPUBLICA DE COLOMBIA LIMA - LIMA - SAN ISIDRO
Monto Contractual	S/ 370,606.85 (Incluido IGV)
Fecha de Inicio	22 de Setiembre de 2017
Plazo estimado de ejecución Contractual	30 días calendario
Fecha de Término Contractual	21 de Octubre de 2017
Ampliación de Plazo	68 días calendario Aceptados con Cartas: JOPT-OOR-1329-2017 (8 días calendario), JOPT-OOR-1363-2017 (30 días calendario), JOPT-OOR-1449-2017 (30 días calendario).
Fecha de Término Real	24 de Diciembre de 2017
Duración Real del Contrato	94 días calendario
Monto ejecutado valorizado	S/ 370,606.85 (Incluido IGV)
Porcentaje de Ejecución Presupuestal	100.00%
Saldo	S/ 0.00
Carta Fianza	Carta Fianza N° 84271-1 y su prórroga N° 84271-2 emitida por el Banco Interbank por la suma de S/ 37,060.69, que garantiza el fiel cumplimiento del servicio, vigente hasta el 31.03.2018.
Observaciones	Mediante el presente documento se deja constancia que se ha recibido a satisfacción de Petróleos del Perú - PETROPERU S.A, los servicios brindados por el Contratista, que corresponden al 100% del contrato suscrito.

Luego de la verificación del servicio contratado, se firma la presente acta en señal de conformidad el 10 de Febrero de 2018.




CONTRATISTA
 JENARA REYES PORTOCARRERO
 Jefe (a) Unidad Oriente
 FICHA: 33843

Fuente: Recurso de apelación



Informe Final de Plan de Acción y Remediación - Morona

449. Así como, el Acta de Entrega- Recepción Final suscrita el 25 de diciembre de 2017, donde la empresa LAMOR consignó:

Por último, cabe mencionar las siguientes recomendaciones y consideraciones que garantizan la perduración a futuro de los trabajos entregados por LAMOR PERÚ S.A.C. el 24 de diciembre del 2017:

- LAMOR PERÚ S.A.C. garantiza el trabajo realizado en las progresivas 24+200 hasta la 25+500 de la quebrada Cashacaño, hasta la entrega de mismo; sin embargo, cualquier contaminación adicional provocada por eventos posteriores a la entrega de nuestro trabajo, no será responsabilidad de LAMOR PERÚ S.A.C.

Fuente: Recurso de apelación

450. Por consiguiente, al haber acreditado que, a la fecha de la emisión de la resolución venida en grado, el administrado dio cumplimiento a las acciones de limpieza de las áreas 24+200 y 25+550 durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona, corresponde estimar los argumentos formulados por Petroperú en este extremo y, en consecuencia, revocar la medida correctiva impuesta por la DFAI al respecto.

451. En ese sentido, carece de objeto emitir pronunciamiento respecto de los restantes argumentos del administrado al respecto.

A.5 Con relación a la medida correctiva N° 4 referida al derrame de Morona

452. Sobre el particular se tiene que la obligación impuesta por la primera instancia como medida correctiva presente el siguiente detalle:

Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona.

453. Al respecto, el recurrente precisó que:

453.1. Es incorrecta la afirmación señalada por la DFAI respecto a que Petroperú habría señalado que los centros de acopio se deterioraban por el paso del tiempo o por el calor y las condiciones climáticas; siendo que, esta aseveración, se efectuó respecto de los sacos que almacenaban los residuos, para lo cual optó por realizar un reembolso de los mismos.

453.2. De igual forma señaló que, en las actas de liberación del área y conformidad de cada uno de los campamentos y de los 49 cubetos instalados para el acopio temporal de los residuos, se señala que, durante los trabajos de verificación e inspección por finalización de actividades, se constató que los cubetos y campamentos se encontraban libre de contaminación por hidrocarburos.

454. Estando a ello, en aras de analizar el argumento señalado en el apartado 453.1 del considerando precedente, corresponde verificar con carácter primigenio el tenor tanto de los medios probatorios presentados por Petroperú como de la valoración efectuada por la primera instancia al respecto; comparación que se hace a continuación:

Cuadro N° 37: Análisis de valoración realizada por la Autoridad Decisora

Informe Final de Plan de Acción y Remediación - Morona	Valoración efectuada por la DFAI
<p>(...) 6.3.3 TRASLADO Y DISPOSICIÓN TEMPORAL O FINAL DE MATERIAL IMPREGNADO CON HIDROCARBUROS</p> <p>A) ACOPIO, SEGREGACIÓN Y ALMACENAMIENTO TEMPORAL:</p> <p>Se construyeron almacenes temporales, donde se depositaban los sacos recuperados diariamente durante las labores de limpieza y remediación. Los centros de acopio o almacenes temporales fueron debidamente impermeabilizados y cubiertos con plástico, para la proyección de condiciones adversas.</p> <p>En cada almacén se realizó la segregación de materiales: desechos municipales, vegetales y suelo contaminado.</p> <p>(...) Asimismo, se ejecutó la actividad de reembolsado de sacos, la cual consistió en identificar aquellos sacos deteriorados (ya sea por el paso del tiempo y/o por la exposición al calor) que puedan representar una amenaza de contaminación en los centros de acopio temporal, estos fueron colocados en una funda de polietileno y en un saco de polipropileno para asegurar su correcto traslado hacia el almacén temporal matriz del Campamento Cashacaño y posteriormente evacuados hacia su disposición final.</p> <p>(...)</p>	<p>(...) 1372. Por otro lado, de acuerdo a lo señalado por el propio administrado, los centros de acopio se deterioraban por el paso del tiempo o por el calor y las condiciones climáticas. Las condiciones rudimentarias de los centros de acopio utilizados por el administrado, las cuales evidencian la susceptibilidad de dichos almacenes frente a las condiciones climáticas, se aprecian en las siguientes fotografías: (...)</p> <p>1373. Como se puede apreciar en las imágenes precedentes, dado que los lugares de acopio estaban impermeabilizados con plástico y eran susceptibles de degradarse por acciones climatológicas (lluvias y calor), su utilización constituía un efecto nocivo potencial para el medio ambiente, en la medida que existe la posibilidad que su utilización contamine el suelo sobre el cual se ubicaron. (...)</p>

Elaboración: TFA

455. Del cuadro comparativo se observa, entonces, que la potencial amenaza de contaminación (alegada por Petroperú en el Informe Final de Plan de Acción y Remediación - Morona) provenía de los sacos que contenían residuos sólidos peligrosos (la misma que se superó a partir del reembolsado²³⁷ respectivo y

²³⁷ A continuación, se muestra el reporte fotográfico:

disposición final) y no, conforme lo aseveró la primera instancia, de los centros de acopio donde se encontraban dichos cubetos.

456. Los cuales, por otro lado, fueron dispuestos desde la abscisa 15+100 hasta 27+000 muelle, conforme se aprecia a continuación:



Fuente: Informe Final de Plan de Acción y Remediación – Morona

457. En ese sentido, de acuerdo a lo detallado en la Resolución Directoral I²³⁸, la



238

Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI

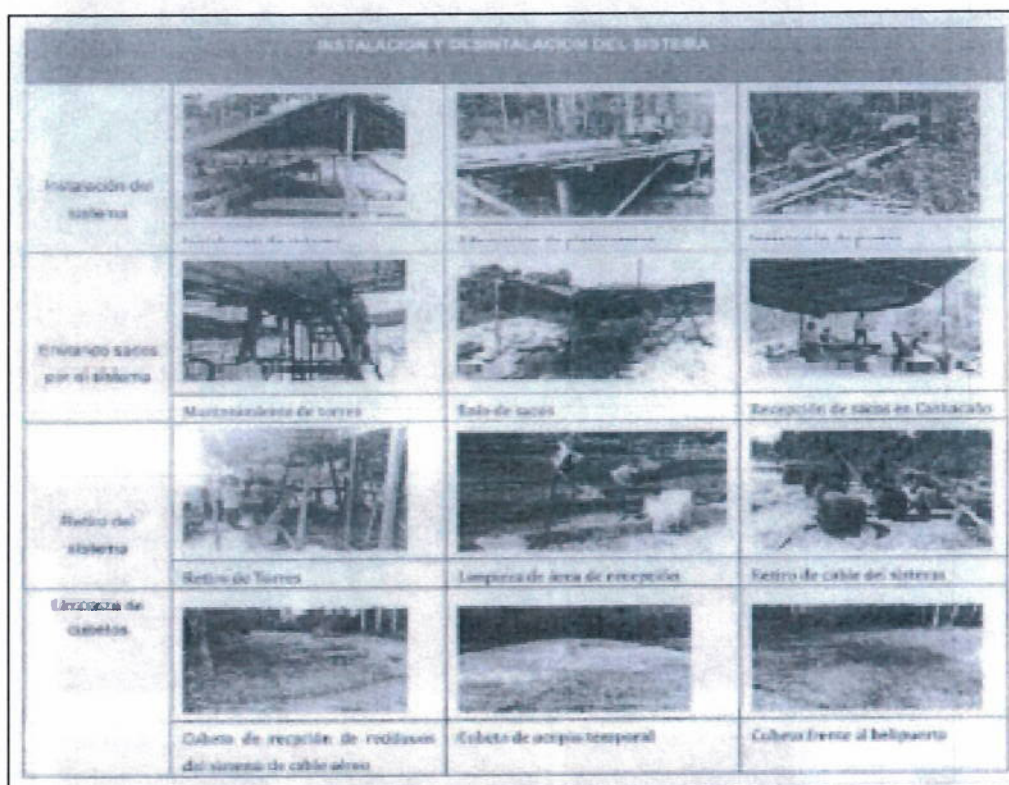
Tabla N° 114: Medida Correctiva

Obligación

Petróleos del Perú - Petroperú S.A. deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona.

DFAI dictó a Petroperú como medida correctiva el acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame en el distrito de Morona.

458. No obstante, mediante recurso de apelación el administrado presentó los documentos denominados *Acta de liberación de área y conformidad*²³⁹, mediante los cuales evidenció a través del respectivo registro fotográfico, el retiro de los cubetos y limpieza de las áreas donde se realizaba el almacenamiento temporal de residuos sólidos peligrosos; a continuación, se muestra parte del registro fotográfico presentado por aquel:



Fuente: Recursos de apelación.

²³⁹ Acta de liberación del área y conformidad – campamento 4 de fecha 7 de octubre de 2018, folio 2504, 2505 y 2506.

Acta de liberación del área y conformidad – campamento Cashacaño de fecha 12 de noviembre de 2018, folio 2507 y 2508.

Acta de liberación del área y conformidad – campamento 5 de fecha 8 de octubre de 2018, folios 2509 al 2512.

Acta de liberación del área y conformidad – campamento 204 de fecha 15 de setiembre de 2018, folios 2513 y 2514.

CUBETOS	ANTES	DURANTE	DESPUES
Cubeto 7+500			
Cubeto 8+520			
Cubeto 9+100			
Cubeto 9+250			
Cubeto 1 D.M.			
Cubeto 2 D.M.			
Cubeto 9+270			

Fuente: Recursos de apelación.

CUBETOS	ANTES	DURANTE	DESPUES
Cubeto 12+100			
Cubeto 12+150			
Cubeto 12+250			

Fuente: Recursos de apelación.



Fuente: Recursos de apelación.

459. Documentación que, en ese sentido, registra fecha de ejecución los meses de setiembre, octubre y noviembre de 2018, esto es, antes de la emisión de la Resolución Directoral I, a partir de la cual se impuso al administrado el retiro de los cubetos y la limpieza de las áreas donde estos se encontraban ubicados; por consiguiente, al haberse acreditado la ejecución de dichas actividades con anterioridad al dictado de la medida correctiva materia de análisis, corresponde revocar dicho acto administrativo respecto de aquel extremo, conforme a lo establecido en el segundo párrafo del numeral 6.3 del artículo 6° del TUO de la LPAG.


A.6 Con relación a la medida correctiva N° 5 referida al derrame de Morona

460. Respecto de la presente medida correctiva, Petroperú refirió que la pretensión del OEFA de que sea este quien evalúe el estado actual de las diferentes actividades de subsistencia (caza, recolección, agricultura), no constituye una medida a través de la cual se pueda revertir, reparar o mitigar los posibles efectos nocivos generados por la presunta persistencia de la conducta infractora; siendo que la misma, responde más a una solicitud de información que a una medida correctiva debidamente motivada.


461. Sobre el particular, tal como se planteó en los considerandos 388 al 390 de la presente resolución, al imponer el cumplimiento de una medida correctiva, la autoridad competente, busca revertir, restaurar, rehabilitar, reparar o, al menos, mitigar la situación alterada por la conducta infractora, devolviéndola a su estado inicial.

462. De ahí que, ante la generación de un daño a la salud de las personas por la comisión de una conducta infractora, la reparación de la misma solo podrá ser acreditada por el sujeto infractor que lo ocasionó y no la autoridad a cargo de la verificación del cumplimiento de la normativa ambiental.

463. En ese sentido, es la propia Ley del SINEFA, la que en el literal f) del numeral 22.2, dispone que se podrán imponer otras aquellas que se consideren necesarias para evitar la continuación del efecto nocivo que la conducta infractora produzca en el ambiente, los recursos naturales o en la salud de las



personas; sin limitarlas —como aseveró el administrado— al establecimiento de los tipos recogidos en el literal d) del referido precepto normativo (y cuyas directrices se encuentran en la Resolución de Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD).

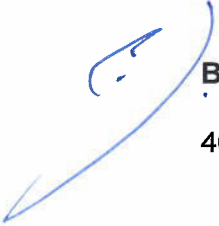


464. Por consiguiente, toda vez que la finalidad última perseguida por la Autoridad Decisora con la imposición de la medida correctiva sometida a análisis, es precisamente que el administrado efectúe un seguimiento del estado situacional de las personas de las zonas afectadas por el derrame acaecido en el distrito de Morona, en aras de verificar que estas acceden actualmente a los servicios ecosistémicos de los que gozaban con anterioridad a la emergencia ambiental; los argumentos del administrado carecen de sustento, por lo que a partir de esta se podrá constatar si su bienestar mental (mermado ante la pérdida de los mismos) devino en un estado de tranquilidad.


465. En definitiva, corresponde confirmar la presente medida correctiva en tanto fue posible corroborar su idoneidad, conforme lo establecido en el artículo 22° del TUO de la LPAG.



B) Conclusión



466. Por tanto, sobre la base de los fundamentos expuestos, a continuación, se resume el pronunciamiento emitido por esta Sala en el presente acápite²⁴⁰:




466.1. Se revocan las medidas correctivas N°s 1,2,3, 4 del Cuadro N° 4 y N°s 1, 2, 3 y 4 del Cuadro N° 5, ambos de la presente resolución.

466.2. Se confirman las medidas correctivas N° 6 del Cuadro N° 4 y N° 5 del Cuadro N° 5, ambos de la presente resolución.

466.3. Se modifica la medida correctiva N° 5 del Cuadro N° 4 de la presente resolución.

IX.5) Determinar si la multa impuesta a Petroperú, fue debidamente calculada por la Autoridad Decisora



467. Previo al análisis de los argumentos esgrimidos por Petroperú al respecto, deviene oportuno señalar que las sanciones de tipo administrativo tienen por principal objeto disuadir o desincentivar la realización de infracciones por parte de los administrados; evidenciándose, entonces, que con su imposición la autoridad administrativa busca adecuar las acciones del administrado, en aras de lograr de parte de este e cumplimiento de determinadas normas. Lo cual, en todo caso, será viable alcanzar siempre que se logre asegurar que la magnitud de las sanciones administrativas sea mayor o igual al beneficio esperado por los administrados por la comisión de las infracciones.

²⁴⁰

A mayor abundamiento, a través del Anexo 8 adjunto a la presente resolución.

468. Premisa que, en esa línea, fue materializada por el legislador nacional al señalar en el numeral 3 del artículo 248° del TUE de la LPAG, que las sanciones deberán ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, conforme se aprecia a continuación:

Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

3. Razonabilidad. - (...) las sanciones a ser aplicadas deberán ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, observando los siguientes criterios que se señalan a efectos de su graduación:

- a) El beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción
- b) La probabilidad de detección de la infracción;
- c) La gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido;
- d) El perjuicio económico causado;
- e) La reincidencia, por la comisión de la misma infracción dentro del plazo de un (1) año desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.
- f) Las circunstancias de la comisión de la infracción; y
- g) La existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor (...)

469. Estando a ello, en el marco de los procedimientos sancionadores seguidos en el OEFA, la determinación de la multa es evaluada acorde con la Metodología para el Cálculo de Multas; que, en ese sentido, tiene como propósito que: (i) las multas dispuestas por la autoridad administrativa desincentiven la comisión de infracciones a la legislación ambiental; (ii) brinden un tratamiento equitativo y razonable a los administrados a través del conocimiento público de los criterios objetivos que permiten su graduación; así como, (iii) contribuyan a garantizar la resolución expeditiva de los problemas ambientales que ponen en riesgo el valor de los recursos naturales, la protección de la salud y la vida humana²⁴¹.

470. Ahora bien, a efectos de realizar el cálculo económico, en aquella se establecen dos reglas que determinan fórmulas y condiciones para el cálculo de multas bases, las cuales se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 38: Reglas y fórmulas que expresan la Metodología para el Cálculo de Multas

	Regla 1	Regla 2
Condición	No existe información suficiente para la valoración del daño real probado (cálculo económico del daño)	Existe información relevante para valorizar el daño real probado.

²⁴¹ UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Policy on Civil Penalties. EPA General Enforcement Policy #GM – 21. Febrero de 1984, pp. 3.

	Regla 1	Regla 2
Fórmula	$Multa(M) = \left(\frac{B}{p}\right) [F]$	$Multa(M) = \left(\frac{B+\alpha D}{p}\right) [F^*]$
Leyenda	B = Beneficio ilícito p = Probabilidad de detección F = Suma de factores agravantes y atenuantes	B = Beneficio ilícito α = Proporción de daño estimado D = Valor estimado del daño p = Probabilidad de detección F* = Suma de factores agravantes y atenuantes
Observaciones	$F=1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7$	<ul style="list-style-type: none"> • $F^*=1+f2+f3+f4+f5+f6+f7$ • F* excluye los valores del factor f1 puesto que se relacionan directamente con la caracterización del daño ambiental. • El valor de α dependerá de si se dictan medidas correctivas (25%) o no se dictan medidas correctivas (100%)

Elaboración: TFA

471. Teniendo en cuenta ello, este Tribunal considera pertinente evaluar si el cálculo de la multa impuesta por la Autoridad Decisoria se realizó de conformidad con el principio de razonabilidad y en estricta observancia de la Metodología para el Cálculo de Multas.

A) Del caso concreto

472. A través de la Resolución Directoral, la DFAI resolvió, entre otros aspectos, el sancionar a Petroperú con una multa ascendente a **20,780.53 UIT**, cuyo detalle se aprecia a continuación:

Cuadro N° 39: Detalle de la multa impuesta por la DFAI

N°	Conducta Infractora	Multa
1	Incumplimiento del PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento respecto del km 441+781 del Tramo II del ONP	3,609.85 UIT
2	Incumplimiento del PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento respecto del km 206+035 del Ramal Norte del ONP	8,224.20 UIT
3	No adoptar las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame ocurrido en el km 441+781 del Tramo II del ONP	3,946.48 UIT
4	No adoptar las acciones inmediatas para	5,000.00 UIT

controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame ocurrido en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP	
TOTAL	20,780.53 UIT

Fuente: Resolución Directoral I
Elaboración: TFA

473. Siendo que, para su obtención, la primera instancia se sirvió de la aplicación de la Regla N° 2, al considerar que existía información relevante para valorizar el daño real probado; no obstante, tras la revisión del sustento empleado por la DFAI para alcanzar dicha conclusión, este Colegiado advirtió la concurrencia de deficiencias que no permiten avalar la postura adoptada por dicha autoridad.

474. Entre estas, se han de destacar las siguientes:

Técnica de transferencia de beneficios

474.1. En el Informe N° 877-2019-OEFA/DFAI-SSAG²⁴² del 16 de julio de 2019 (en adelante, **Informe de Cálculo de Multa**) —en el que se sustenta la resolución impugnada— se señala que se acreditó la existencia del daño real a la salud de las personas, a partir de una valoración económica enfocada en la estimación del valor económico por pérdida de los servicios ecosistémicos que brindan los ecosistemas identificados en el Mapa Nacional de Ecosistemas del Perú²⁴³ aprobado por el Minam en diciembre de 2018 (memoria descriptiva); utilizando para ello, el concepto de Valor Económico Total (VET), mediante la técnica denominada *Transferencia de Beneficios*, de acuerdo con la *Guía de Valorización Económica del Patrimonio Natural*²⁴⁴.

474.2. En efecto, la citada guía establece, dentro del proceso de la valoración económica —concretamente en el apartado 6.4. *Consideraciones Técnicas*— que, para el uso de la técnica de Transferencia de Beneficios, se tendrán como criterios a considerar: i) que la información referencial corresponda y sea equivalente al ámbito a ser utilizada; y, ii) que esta publicación deberá contar con arbitraje expreso²⁴⁵.

²⁴² Folios 2163 al 2211

²⁴³ Recuperado de: <https://sinia.minam.gob.pe/mapas/mapa-nacional-ecosistemas-peru>
Consulta 25 de noviembre de 2019

²⁴⁴ Publicado por el Minam en mayo 2016.
Recuperado de: <http://www.minam.gob.pe/patrimonio-natural/wp-content/uploads/sites/6/2013/10/GVEPN-30-05-16-baja.pdf>
Consulta: 25 de noviembre de 2019

²⁴⁵ Concretamente señala:

6.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS
(...)

474.3. Ahora bien, pese a que el Informe de Cálculo de Multa consignó un marco teórico para la estimación de los valores económicos totales, aquel carece de un anexo o apéndice que permita identificar cuáles fueron los componentes utilizados, así como el proceso de construcción de cada uno de los valores económicos totales establecidos en el Cuadro N° 1: Valor económico total de los ecosistemas influenciados directamente por las empresas bajo competencia del OEFA; imposibilitando con ello, su análisis y posterior valoración por parte de este Tribunal.

474.4. A modo de ejemplo, del mencionado Informe de Cálculo de Multa se observa que, para la valoración de dichos servicios ecosistémicos de una zona urbana (mediante la aplicación de la técnica de transferencia de beneficios), se tomó como documento base el denominado *Valuation of ecosystem services in the Catalan coastal zone*²⁴⁶; del cual se advierte como fecha de publicación el año 2007, los valores establecidos en su "Table 4.3.3. Value of ecosystem services per land cover and service"²⁴⁷, corresponden al año 2004. De ahí que, para la utilización de la mencionada técnica deberían ser utilizados al año 2004 y no al año 2007.

474.5. Del párrafo anterior, surge entonces el cuestionamiento sobre si los criterios establecidos por el Minam fueron seguidos a cabalidad por la primera instancia; situación que, en ese sentido, no pudo ser constatado por este Colegiado al existir las mencionadas deficiencias dentro del Informe de Cálculo de Multa. Lo cual, en todo caso, resulta sumamente relevante debido a que la multa calculada a través de dicho Informe incidirá, de manera directa, sobre el administrado²⁴⁸.

Motivación de la valoración de los servicios ecosistémicos

474.6. Al respecto, se advierte que la valoración del daño real a la salud de las personas a partir de la pérdida de servicios ecosistémicos — respecto de todos los hechos imputados— se actualizan, en un primer momento, al mes de abril de 2019; no obstante, de la revisión del Informe de Cálculo de Multa, no se consigna fundamento alguno para dicha elección, siendo que solo fue posible asumir que esta fecha

Para el uso de la técnica de Transferencia de Beneficios se tendrá como criterio que la información referencial corresponda y sea equivalente al ámbito a ser utilizada. Asimismo, esta publicación deberá contar con arbitraje expreso.

²⁴⁶ Recuperado de: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/93710>

²⁴⁷ J. Brener. (2007). Valuation of ecosystem services in the catalan coastal zone. p.75. Recuperado de: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/93710/03Jbq03de05.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

²⁴⁸ Supuesto que no resultaría determinante, a juicio de esta Sala, si se tratase de un *paper* científico que pueda ser objeto de cuestionamientos y/o críticas por parte de su público objetivo que es el académico y cuyos resultados, no repercutirían en algún grupo de interés (como los administrados), que no sea el cuestionamiento teórico.

correspondería al momento en el que fue emitido el Informe N° 382-2019-OEFA/DFAI-SSAG, denominado *Valoración económica de los ecosistemas con riesgo de impacto en el Perú: una primera aproximación para el caso de las empresas bajo la competencia del OEFA*. Informe que, por otro lado, no fue notificado al administrado.

Errores de especificación en las fuentes empleadas

474.7. Adicionalmente, el documento establece que utiliza un tipo de cambio citando como fuente al Banco Central de Reserva del Perú; sin embargo, no establece claramente las series estadísticas empleadas, toda vez que dicha institución —dentro de sus series estadísticas— establece dos diferentes tipos de cambio: nominal y real, los que, a su vez, se subdividen en treinta y dos (32) y diecisiete (17) series respectivamente.

475. En ese contexto, queda claro que, al no obrar en el expediente fuente alguna que permita identificar los componentes específicos empleados para la estimación de los valores económicos totales de los servicios ecosistémicos, a juicio de este Colegiado, se entiende entonces que no existe información relevante para la valorización del daño real probado; por lo que —contrariamente a lo señalado por la DFAI— no es posible aplicar la Regla N° 2 de la Metodología para el Cálculo de Multas, que habilite a la primera instancia a proceder con su obtención a partir de dicha fórmula matemática.

476. Cabe señalar que, el pronunciamiento alcanzado por esta Sala en el caso particular de la multa impuesta a Petroperú como consecuencia de la tramitación del presente PAS, responde exclusivamente a la insuficiencia de información para la valorización del daño real probado (cálculo económico del daño), presupuesto necesario para la aplicación de la Regla N° 4 de la citada metodología.

477. Por consiguiente, como quiera que, de la revisión de los actuados obrantes en el presente expediente, esta Sala no pudo concretar la valorización de la información aportada por la primera instancia para la determinación de la sanción pecuniaria a Petroperú por la comisión de las conductas infractoras N°s 1, 2, 3 y 4 del Cuadro N° 6 de la presente resolución; corresponde revocar el pronunciamiento emitido por la Autoridad Decisora.

B) Nueva fórmula para el cálculo de multa

478. Así, la fórmula para el cálculo de la multa a ser aplicada en este caso considera el beneficio ilícito (B), dividido entre la probabilidad de detección (p); este resultado es multiplicado por un factor F , cuyo valor considera, los factores para la graduación de sanciones establecidos en la Metodología para el Cálculo de Multas; conforme se precisa, a continuación:

$$Multa(M) = \left(\frac{B}{p}\right) [F]$$

Donde:

B = Beneficio ilícito (obtenido por el administrado al incumplir la norma)

p = Probabilidad de detección

F = Factores para la graduación de sanciones (1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)

B.1) Determinación de la sanción:

B.1.a) Conducta infractora N° 1

479. Conforme se desprende de lo esbozado a lo largo de la presente resolución, Petroperú fue declarado responsable por la comisión de la conducta infractora referida al incumplimiento de lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse acreditado que aquel no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.

480. Sobre la base de lo expuesto, se procederá a desarrollar cada uno de los componentes que integrarán la multa en cuestión:

a.1 *Beneficio ilícito (B)*

481. En el caso concreto, el beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al no cumplir con los compromisos asumidos en su instrumento de gestión ambiental. Así, quedó acreditado que Petroperú no realizó **tres** acciones de mantenimiento del ONP —respecto del km 441+781 del Tramo II— establecidas en su PAMA, generando daño real a la salud humana.

482. Siendo ello así, ante un hipotético escenario de cumplimiento, el administrado llevaría a cabo las inversiones necesarias para cumplir con sus compromisos ambientales; por lo que, para el cálculo del costo evitado se consideraron los costos de llevar a cabo: (i) monitoreo del derecho de vía; (ii) monitoreo de protección catódica; y, (iii) monitoreo de resistencia eléctrica del suelo²⁴⁹.

483. Una vez estimado el costo evitado, este es capitalizado aplicando el costo de oportunidad estimado para el sector (COK)²⁵⁰ desde la fecha de inicio del presunto incumplimiento hasta la fecha del cálculo de multa. Finalmente, el resultado es transformado a moneda nacional y expresado en la UIT vigente.

²⁴⁹ Para mayor detalle ver Anexo 9 de la presente resolución.

²⁵⁰ El COK es la rentabilidad obtenida por los recursos no invertidos en el cumplimiento de la legislación ambiental y que, por tanto, están disponibles para otras actividades alternativas que incrementan el flujo de caja del infractor.

484. El detalle del cálculo del beneficio ilícito se presenta a continuación:

Cuadro N° 40: Cálculo del Beneficio Ilícito

Descripción	Valor
Costo evitado: El administrado incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano (ONP) en el kilómetro 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana.	US\$ 427,573.14
COK en US\$ (anual) ^(b)	13.27%
COK _m en US\$ (mensual)	1.04%
T: meses transcurridos durante el periodo de incumplimiento ^(c)	41
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa [CE*(1+COK _m) ^T]	US\$ 653,487.45
Tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses ^(d)	3.32
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa (S/.) ^(e)	S/ 2,169,578.33
Unidad Impositiva Tributaria al año 2019 - UIT ₂₀₁₉ ^(f)	S/ 4,200.00
Beneficio ilícito (UIT)	516.57 UIT

(a) Ver Anexo 9 de la presente resolución.

(b) Referencia: Vásquez, A. y C. Aguirre (2017). El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC): Una estimación para los sectores de Minería, Electricidad, Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 37. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergrmin, Perú.

(c) Para determinar el periodo de capitalización se determinó considerando la fecha del derrame (25 de enero 2016) y la fecha del cálculo de la multa (junio 2019).

(d) Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/>).

(e) Cabe precisar, que, si bien la fecha de emisión de esta resolución es noviembre 2019, la fecha considerada para el cálculo de la multa es junio del 2019, mes utilizado para la elaboración del Informe N° 00877-2019-OEFA/DFAI-SSAG.

(f) SUNAT - Índices y tasas. (<http://www.sunat.gob.pe/indicestases/uit.html>)

Elaboración: TFA

485. De acuerdo a lo anterior, el Beneficio Ilícito estimado para esta infracción asciende a **516.57 UIT**.

a.2 Probabilidad de detección (p)

486. Siendo que el administrado informó directamente sobre la emergencia ambiental²⁵¹, lo cual se toma como auto reporte. En virtud de ello, se considera una probabilidad de detección muy alta (1.0).

a.3 Factores para la graduación de sanciones (F)

487. Se ha estimado aplicar cuatro (4) de los siete (7) factores para la graduación de sanciones: (a) gravedad de daño al ambiente o factor f1; (b) perjuicio económico causado o factor f2; (c) aspectos ambientales o fuentes de contaminación o factor f3; y, (d) adopción de las medidas necesarias para

²⁵¹

Conforme con la tabla N° 1 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores para la graduación de sanciones, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD y modificada por Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD.

revertir las consecuencias de la conducta infractora o factor f6:

488. Respecto al primero (f1), este asciende a 330% al considerar que:

- i) El no realizar las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, afectó a la salud de las personas localizadas en el área de influencia indirecta del administrado; por lo que corresponde aplicar una calificación de 60%, correspondiente al ítem 1.3 del factor f1.
- ii) De igual manera, se considera una afectación real a la salud de más de una comunidad nativa o campesina; por lo cual corresponde aplicar una calificación de 90%, correspondiente al ítem 1.6 del factor f1.
- iii) Asimismo, se estima que no realizar las acciones de mantenimiento del ONP, afecta la salud de las personas; por lo que corresponde aplicar una calificación de 180%, correspondiente al ítem 1.7 del factor f1. En consecuencia, el factor f1 asciende a 330%.

489. Por otro lado, se considera que el impacto ocurre en la zona con incidencia de pobreza total²⁵² mayor a 78,2%, ello conforme a la información recabada del INEI; en ese sentido, corresponde aplicar una calificación de 60% al factor f2.

490. En torno al factor f3, se considera que la conducta infractora, involucra el impacto de un aspecto ambiental o fuente de contaminación, por lo que corresponde aplicar la calificación de 6%.

491. Finalmente, y en tanto de la revisión de los actuados obrantes en el expediente, se advirtió que Petroperú presentó medio probatorios que acreditan que la ejecución de medidas tardías para contrarrestar los efectos generados²⁵³, corresponde aplicar una calificación de 20% al factor f4.

492. En total, los factores para la graduación de sanciones suman 5.16 (516%)²⁵⁴; los mismos que se resumen a continuación:

²⁵² En el presente caso, la infracción ha ocurrido en el distrito de Imaza, provincia de Bagua y departamento de Amazonas, cuyo nivel de pobreza total asciende a 90.0%; según la información presentada en el "Mapa de pobreza provincial y distrital 2009: El enfoque de la pobreza monetaria" publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

²⁵³ El 25 de enero del 2016 a las 9:46 horas se produjo un derrame de petróleo crudo en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, ubicado en el Caserío Villa Hermosa en el distrito de Imaza de la provincia de Bagua del departamento de Amazonas. En el Acta de Supervisión S/N, la Dirección de Supervisión detectó que el 27 de enero del 2016 a través de una falla en la tubería se producía fuga de crudo. Posteriormente, el 28 de enero del 2016, verificó que la fuga del crudo fue controlada mediante la instalación de una plancha metálica. Lo señalado, se detalla a continuación. En el Informe de Supervisión de Imaza, la Dirección de Supervisión señaló que el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, no fue controlado inmediatamente. Las acciones de control fueron ejecutadas el 28 de enero del 2016.

²⁵⁴ Para mayor detalle ver Anexo 13 de la presente resolución.

Cuadro N° 41: Factores para la graduación de sanciones

Factores	Calificación
f1. Gravedad del daño al ambiente	330%
f2. Perjuicio económico causado	60%
f3. Aspectos ambientales o fuentes de contaminación	6%
f4. Reincidencia en la comisión de la infracción	-
f5. Corrección de la conducta infractora	-
f6. Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora	20%
f7. Intencionalidad en la conducta del infractor	-
(f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	416%
Factores: F = (1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	516%

Elaboración: TFA

a.4 Valor de la multa

493. Luego de aplicar la fórmula para el cálculo de la multa, el valor de la misma asciende a **2,665.50 UIT**. El resumen y sus componentes se presenta en el Cuadro N° 42:

Cuadro N° 42: Resumen de la sanción

Componentes	Valor
Beneficio ilícito (B)	516.57 UIT
Probabilidad de detección (p)	1.00
Factores $F=(1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)$	516%
Valor de la Multa en UIT (B)/p*(F)	2,665.50 UIT

Elaboración: TFA

a.5 Análisis del rango aplicable por tipificación

494. Conforme a lo señalado en el numeral 2.5 del Cuadro anexo de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA-CD, el monto aplicable para una infracción de este tipo es de 150 UIT a 15,000 UIT; en tal sentido, la multa calculada (**2,665.50 UIT**), se encuentra en el rango establecido por la norma tipificadora.

B.1.b) Conducta infractora N° 2

495. El administrado incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento de Oleoducto Norperuano en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana.

b.1 Beneficio ilícito (B)

496. Aquí, el beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al no cumplir con los compromisos asumidos en su instrumento de gestión ambiental. De forma que, al haber quedado acreditado que Petroperú no realizó **cuatro** acciones de mantenimiento del ONP, en el km 206+035 del Ramal Norte, conforme a lo señalado en su PAMA; generando un daño real a la salud humana.
497. De ahí, en el escenario de cumplimiento, Petroperú lleva a cabo las inversiones necesarias para cumplir con sus compromisos ambientales; por lo que, para el cálculo del costo evitado se consideraron los costos de llevar a cabo: i) inspección geométrica; ii) inspección de pérdida de espesor; iii) monitoreo del derecho de vía; y, iv) monitoreo de protección catódica²⁵⁵.
498. Una vez estimado el costo evitado, este es capitalizado aplicando el costo de oportunidad estimado para el sector (COK)²⁵⁶ desde la fecha de inicio del presunto incumplimiento hasta la fecha del cálculo de multa. Finalmente, el resultado es transformado a moneda nacional y expresado en la UIT vigente.
499. Detalle de dichos conceptos que se recogen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 43: Cálculo del Beneficio Ilícito

Descripción	Valor
Costo evitado: El administrado incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento de Oleoducto Norperuano en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana (en adelante, Daño).	US\$ 1,044,613.26
COK en US\$ (anual) ^(b)	13.27%
COK _m en US\$ (mensual)	1.04%
T: meses transcurridos durante el periodo de incumplimiento ^(c)	40
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa $[CE^*(1+COK_m)^T]$	US\$ 1,580,116.24
Tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses ^(d)	3.32
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa (S/.) ^(e)	S/ 5,245,985.92
Unidad Impositiva Tributaria al año 2019 - UIT ₂₀₁₉ ^(f)	S/ 4,200.00
Beneficio ilícito (UIT)	1,249.04 UIT

(a) Ver Anexo N° 10.

(b) Referencia: Vásquez, A. y C. Aguirre (2017). El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC): Una estimación para los sectores de Minería, Electricidad, Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 37. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú.

(c) Para determinar el periodo de capitalización se determinó considerando la fecha del derrame (2 de febrero 2016) y la fecha del cálculo de la multa (junio 2019).

(d) Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (<https://estadísticas.bcrp.gob.pe/estadísticas/series/>).

(e) Cabe precisar, que, si bien la fecha de emisión de esta resolución es noviembre 2019, la fecha considerada para el

²⁵⁵ Para mayor detalle ver Anexo 10 de la presente resolución.

²⁵⁶ El COK es la rentabilidad obtenida por los recursos no invertidos en el cumplimiento de la legislación ambiental y que, por tanto, están disponibles para otras actividades alternativas que incrementan el flujo de caja del infractor.

cálculo de la multa es junio del 2019, mes utilizado para la elaboración del Informe N° 00877-2019-OEFA/DFAI-SSAG.
(f) SUNAT - Índices y tasas. (<http://www.sunat.gob.pe/indicestasa/uit.html>)
Elaboración: TFA

500. De acuerdo a lo anterior, el Beneficio Ilícito estimado para esta infracción asciende a **1,249.04 UIT**.

b.2 Probabilidad de detección (p)

501. Toda vez que el administrado informó directamente sobre la emergencia ambiental²⁵⁷, lo cual se toma como auto reporte. En virtud de ello, se considera una probabilidad de detección muy alta (1.0).

b.3 Factores para la graduación de sanciones (F)

502. En torno a su aplicabilidad, se han considerado cuatro (4) de los siete (7) factores para la graduación de sanciones: (a) gravedad de daño al ambiente o factor f1; (b) perjuicio económico causado o factor f2; (c) aspectos ambientales o fuentes de contaminación o factor f3; y, (d) adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora o factor f6.

503. Respecto al primero (f1), este asciende a 330% al considerar que:

- i) El no realizar las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, afectó a la salud de las personas localizadas en el área de influencia indirecta del administrado; por lo que corresponde aplicar una calificación de 60%, correspondiente al ítem 1.3 del factor f1.
- ii) Se considera una afectación real a la salud de más de una comunidad nativa o campesina; por lo cual corresponde aplicar una calificación de 90%, correspondiente al ítem 1.6 del factor f1.
- iii) Asimismo, se considera que no realizar las acciones de mantenimiento del Ramal Norte del ONP, afecta la salud de las personas; por lo que corresponde aplicar una calificación de 180%, correspondiente al ítem 1.7 del factor f1.

504. Por otro lado, se considera que el impacto ocurre en la zona con incidencia de pobreza total²⁵⁸ mayor a 78,2%; así, corresponde aplicar una calificación de 60% al factor f2.

²⁵⁷ Conforme con la tabla N° 1 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores para la graduación de sanciones, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD y modificada por Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD.

²⁵⁸ En el presente caso, la infracción ha ocurrido en el distrito de Morona, provincia de Datem del Marañón y departamento de Loreto, cuyo nivel de pobreza total asciende a 82.4%; según la información presentada en el "Mapa de pobreza provincial y distrital 2009: El enfoque de la pobreza monetaria" publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

505. De igual manera, se considera que la conducta infractora, involucra el impacto de un aspecto ambiental o fuente de contaminación; así, corresponde aplicar la calificación de 6% al factor f3.

506. Asimismo, de los medios probatorios que obran en el expediente, se evidencia que el administrado efectuó medidas tardías para contrarrestar los efectos generados²⁵⁹. En consecuencia, corresponde aplicar una calificación de 20% al factor f4.

507. En total, los factores para la graduación de sanciones suman 5.16 (516%)²⁶⁰, conforme se muestra a continuación:

Cuadro N° 44: Factores para la graduación de sanciones

Factores	Calificación
f1. Gravedad del daño al ambiente	330%
f2. Perjuicio económico causado	60%
f3. Aspectos ambientales o fuentes de contaminación	6%
f4. Reincidencia en la comisión de la infracción	-
f5. Corrección de la conducta infractora	-
f6. Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora	20%
f7. Intencionalidad en la conducta del infractor	-
(f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	416%
Factores: F = (1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	516%

Elaboración: TFA

b.4 Valor de la multa

508. Luego de aplicar la fórmula para el cálculo de la multa, el valor de la misma asciende a **6,445.05 UIT**. El resumen y sus componentes se presenta a continuación:

²⁵⁹ El administrado alegó que el 2 de febrero del 2016 a las 06:47 horas se detectó en el Sistema de control SCADA del Oleoducto Norperuano una caída en las presiones del ramal norte y procedió a detener el bombeo desde la estación Andoas. Asimismo, inició el patrullaje terrestre del ramal norte con personal propio, pobladores contratados y personal de la empresa Servicorrosión E.I.R.L. En el Acta de Supervisión S/N, la Dirección de Supervisión indicó que el 9 de febrero del 2016 la fuga de hidrocarburo fue controlada en su totalidad mediante la instalación de una grapa. En el Informe de Supervisión de Morona, la Dirección de Supervisión señaló que el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano fue controlado el 8 de febrero del 2016.

²⁶⁰ Para mayor detalle ver Anexo 13 de la presente resolución.

Cuadro 45: Resumen de la sanción

Componentes	Valor
Beneficio Ilícito (B)	1,249.04 UIT
Probabilidad de detección (p)	1.00
Factores $F=(1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)$	516%
Valor de la Multa en UIT (B)/p*(F)	6,445.05 UIT

Elaboración: TFA

b.5 Análisis del rango aplicable por tipificación

509. Conforme a lo señalado en el numeral 2.5 del Cuadro anexo de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA-CD, el monto aplicable para una infracción de este tipo es de 150 UIT a 15,000 UIT; en tal sentido, la multa calculada (**6,445.05 UIT**), se encuentra en el rango establecido por la norma tipificadora.

B.1.c) Conducta infractora N° 3

510. El administrado no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 25 de enero de 2016, en el kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencia, generando daño real a la salud humana.

c.1 Beneficio ilícito (B)

511. Con relación a este extremo, el beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al no cumplir con la normativa ambiental; en ese sentido, al haber quedado acreditado que Petroperú no adoptó acciones inmediatas e **idóneas** para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencia, generando daño real a la salud humana.

512. En el escenario de cumplimiento, el administrado lleva a cabo las inversiones necesarias para cumplir con sus compromisos ambientales. En tal sentido, para el cálculo del costo evitado estimado se consideraron los costos de llevar a cabo la instalación de un sistema de barreras de contención que detenga el esparcimiento del crudo de petróleo²⁶¹.

²⁶¹ Para mayor detalle ver Anexo 11 de la presente resolución.

513. Una vez estimado el costo evitado, este es capitalizado aplicando el costo de oportunidad estimado para el sector (COK) ²⁶² desde la fecha de inicio del presunto incumplimiento hasta la fecha del cálculo de multa. Finalmente, el resultado es transformado a moneda nacional y expresado en la UIT vigente.

514. El detalle del cálculo del beneficio ilícito se detalla a continuación:

Cuadro N° 46: Cálculo del Beneficio Ilícito

Descripción	Valor
<u>Costo evitado</u> : El administrado no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 25 de enero de 2016, en el kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencia, generando daño real a la salud humana.	US\$ 246,309.82
COK en US\$ (anual) ^(b)	13.27%
COK _m en US\$ (mensual)	1.04%
T: meses transcurridos durante el periodo de incumplimiento ^(c)	41
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa [CE*(1+COK _m) ^T]	US\$ 376,451.10
Tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses ^(d)	3.32
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa (S/.) ^(e)	S/ 1,249,817.65
Unidad Impositiva Tributaria al año 2019 - UIT ₂₀₁₉ ^(f)	S/ 4,200.00
Beneficio ilícito (UIT)	297.58 UIT

(a) Ver Anexo 11 de la presente resolución.

(b) Referencia: Vásquez, A. y C. Aguirre (2017). El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC): Una estimación para los sectores de Minería, Electricidad, Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 37. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú.

(c) Para determinar el periodo de capitalización se determinó considerando la fecha del derrame (25 de enero 2016) y la fecha del cálculo de la multa (junio 2019).

(d) Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (<https://estadísticas.bcrp.gob.pe/estadísticas/series/>).

(e) Cabe precisar, que, si bien la fecha de emisión de esta resolución es noviembre 2019, la fecha considerada para el cálculo de la multa es junio del 2019, mes utilizado para la elaboración del Informe N° 00877-2019-OEFA/DFAI-SSAG.

(f) SUNAT - Índices y tasas. (<http://www.sunat.gob.pe/indicestasa/uit.html>)

Elaboración: TFA

515. De acuerdo a lo anterior, el Beneficio Ilícito estimado para esta infracción asciende a **297.58 UIT**.

c.2 Probabilidad de detección (p)

516. Siendo que el administrado informó directamente sobre la emergencia ambiental²⁶³, lo cual se toma como auto reporte. En virtud de ello, se considera

²⁶² El COK es la rentabilidad obtenida por los recursos no invertidos en el cumplimiento de la legislación ambiental y que, por tanto, están disponibles para otras actividades alternativas que incrementan el flujo de caja del infractor.

²⁶³ Conforme con la tabla N° 1 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores para la graduación de sanciones, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD y modificada por Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD.

una probabilidad de detección muy alta (1.0).

c.3 Factores para la graduación de sanciones (F)

517. Se ha estimado aplicar cuatro (4) de los siete (7) factores para la graduación de sanciones: (a) gravedad de daño al ambiente o factor f1; (b) perjuicio económico causado o factor f2; (c) aspectos ambientales o fuentes de contaminación o factor f3; y, (d) adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora o factor f6.

518. Respecto al primero (f1), esta asciende a 330% al considerar que:

- i) El no adoptar las acciones inmediatas e **idóneas** para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencia, afecta a la salud de las personas localizadas en el área de influencia indirecta del administrado; por lo que corresponde aplicar una calificación de 60%, correspondiente al ítem 1.3 del factor f1.
- ii) Se considera una afectación real a la salud de más de una comunidad nativa o campesina; por lo cual corresponde aplicar una calificación de 90%, correspondiente al ítem 1.6 del factor f1.
- iii) Asimismo, se considera que no adoptar las acciones inmediatas e **idóneas** para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo, afecta la salud de las personas; por lo que corresponde aplicar una calificación de 180%, correspondiente al ítem 1.7 del factor f1.

519. Por otro lado, se considera que el impacto ocurre en la zona con incidencia de pobreza total²⁶⁴ mayor a 78,2%; así, corresponde aplicar una calificación de 60% al factor f2.

520. De igual manera, considera que la conducta infractora, involucra el impacto de un aspecto ambiental o fuente de contaminación; así, corresponde aplicar la calificación de 6% al factor f3.

521. Asimismo, de los medios probatorios que obran en el expediente, se evidencia que el administrado efectuó medidas tardías para contrarrestar los efectos generados²⁶⁵. En consecuencia, corresponde aplicar una calificación de 20% al

²⁶⁴ En el presente caso, la infracción ha ocurrido en el distrito de Imaza, provincia de Bagua y departamento de Amazonas, cuyo nivel de pobreza total asciende a 90.0%; según la información presentada en el "Mapa de pobreza provincial y distrital 2009: El enfoque de la pobreza monetaria" publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

²⁶⁵ El 25 de enero del 2016 a las 9:46 horas se produjo un derrame de petróleo crudo en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, ubicado en el Caserío Villa Hermosa en el distrito de Imaza de la provincia de Bagua del departamento de Amazonas. En el Acta de Supervisión S/N, la Dirección de Supervisión detectó que el 27 de enero del 2016 a través de una falla en la tubería se producía fuga de crudo. Posteriormente, el 28 de enero del 2016, verificó que la fuga del crudo fue controlada mediante la instalación

factor f4.

522. En total, los factores para la graduación de sanciones suman 5.16 (516%)²⁶⁶. Un resumen de los mismos se presenta a continuación:

Cuadro N° 47: Factores para la graduación de sanciones

Factores	Calificación
f1. Gravedad del daño al ambiente	330%
f2. Perjuicio económico causado	60%
f3. Aspectos ambientales o fuentes de contaminación	6%
f4. Reincidencia en la comisión de la infracción	-
f5. Corrección de la conducta infractora	-
f6. Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora	20%
f7. Intencionalidad en la conducta del infractor	-
(f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	416%
Factores: F = (1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	516%

Elaboración: TFA

c.4 Valor de la multa

523. Luego de aplicar la fórmula para el cálculo de la multa, el valor de la misma asciende a **1,535.51 UIT**. El resumen y sus componentes se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 48: Resumen de la sanción

Componentes	Valor
Beneficio Ilícito (B)	297.58 UIT
Probabilidad de detección (p)	1.00
Factores F=(1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	516%
Valor de la Multa en UIT (B)/p*(F)	1,535.51 UIT

Elaboración: TFA

de una plancha metálica. Lo señalado, se detalla a continuación. En el Informe de Supervisión de Imaza, la Dirección de Supervisión señaló que el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, no fue controlado inmediatamente. Las acciones de control fueron ejecutadas el 28 de enero del 2016.

²⁶⁶

Para mayor detalle ver Anexo 13 de la presente resolución.

c.5 *Análisis de tope por tipificación de infracciones*

524. El monto aplicable para una infracción de este tipo es de 50 UIT a 5,000 UIT; ello conforme a lo señalado en el numeral 2.4 del Cuadro anexo a la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA-CD. En tal sentido, la multa calculada (1,535.51 UIT), se encuentra en el rango establecido por la norma tipificadora.

B.1.d) *Conducta infractora N° 4*

525. El administrado no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 2 de febrero de 2016, en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencia, generando daño real a la salud humana.

d.1 *Beneficio ilícito (B)*

526. El beneficio ilícito proviene del costo evitado por el administrado al no cumplir con la normativa ambiental. En este caso, Petroperú no adoptó acciones inmediatas e **idóneas** para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 2 de febrero de 2016, en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencia, generando daño real a la salud humana.

527. En el escenario de cumplimiento, el administrado lleva a cabo las inversiones necesarias para cumplir con sus compromisos ambientales. En tal sentido, para el cálculo del costo evitado estimado se consideraron los costos de llevar a cabo la instalación de un sistema de barreras de contención que detenga el esparcimiento del crudo de petróleo²⁶⁷.

528. Una vez estimado el costo evitado, este es capitalizado aplicando el costo de oportunidad estimado para el sector (COK)²⁶⁸ desde la fecha de inicio del presunto incumplimiento hasta la fecha del cálculo de multa. Finalmente, el resultado es transformado a moneda nacional y expresado en la UIT vigente.

529. El detalle del cálculo del beneficio ilícito se presenta bajo el siguiente detalle:

Cuadro N° 49: Cálculo del Beneficio Ilícito

Descripción	Valor
Costo evitado: El administrado no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo el 02 de febrero de 2016, en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte	US\$ 247,454.92

²⁶⁷ Para mayor detalle ver Anexo 12 de la presente resolución.

²⁶⁸ El COK es la rentabilidad obtenida por los recursos no invertidos en el cumplimiento de la legislación ambiental y que, por tanto, están disponibles para otras actividades alternativas que incrementan el flujo de caja del infractor.

Descripción	Valor
del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencia, generando daño real a la salud humana (en adelante, Daño).	
COK en US\$ (anual) ^(b)	13.27%
COK _m en US\$ (mensual)	1.04%
T: meses transcurridos durante el periodo de incumplimiento ^(c)	40
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa [CE*(1+COK _m) ^T]	US\$ 374,308.42
Tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses ^(d)	3.32
Beneficio ilícito a la fecha de cálculo de multa (S/.) ^(e)	S/ 1,242,703.95
Unidad Impositiva Tributaria al año 2019 - UIT ₂₀₁₉ ^(f)	S/ 4,200.00
Beneficio ilícito (UIT)	295.88 UIT

(a) Ver Anexo 12 de la presente resolución.

(b) Referencia: Vásquez, A. y C. Aguirre (2017). El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC): Una estimación para los sectores de Minería, Electricidad, Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural en el Perú. Documento de Trabajo N° 37. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú.

(c) Para determinar el periodo de capitalización se determinó considerando la fecha del derrame (2 de febrero 2016) y la fecha del cálculo de la multa (junio 2019).

(d) Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/>).

(e) Cabe precisar, que, si bien la fecha de emisión de esta resolución es noviembre 2019, la fecha considerada para el cálculo de la multa fue junio del 2019, mes utilizado para la elaboración del Informe N° 00877-2019-OEFA/DFAI-SSAG.

(f) SUNAT - Índices y tasas. (<http://www.sunat.gob.pe/indicestasa/uit.html>)

Elaboración: TFA

530. De acuerdo a lo anterior, el Beneficio Ilícito estimado para esta infracción asciende a **295.88 UIT**.

d.2 Probabilidad de detección (p)

531. Siendo que el administrado informó directamente sobre la emergencia ambiental²⁶⁹, lo cual se toma como auto reporte. En virtud de ello, se considera una probabilidad de detección muy alta (1.0).


d.3 Factores para la graduación de sanciones (F)

532. Se ha estimado aplicar cuatro (4) de los siete (7) factores para la graduación de sanciones: (a) gravedad de daño al ambiente o factor f1; (b) perjuicio económico causado o factor f2; (c) aspectos ambientales o fuentes de contaminación o factor f3; y, (d) adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora o factor f6.

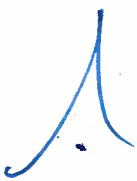
533. Respecto al primero (f1), este asciende a 330%, pues se considera que:

- i) El no adoptar las acciones inmediatas e idóneas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo del 2 de febrero de 2016, en el kilómetro 206+035 del Ramal Norte del


²⁶⁹ Conforme con la tabla N° 1 del Anexo II de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores para la graduación de sanciones, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD y modificada por Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD.



Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencia, afecta a la salud de las personas localizadas en el área de influencia indirecta del administrado; por lo que corresponde aplicar una calificación de 60%, correspondiente al ítem 1.3 del factor f1.


- 
- ii) Se considera una afectación real a la salud de más de una comunidad nativa o campesina; por lo cual corresponde aplicar una calificación de 90%, correspondiente al ítem 1.6 del factor f1.
 - iii) Asimismo, se considera que no adoptar las acciones inmediatas e **idóneas** para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo, afecta la salud de las personas; por lo que corresponde aplicar una calificación de 180%, correspondiente al ítem 1.7 del factor f1.

534. Así también, se considera que el impacto ocurre en la zona con incidencia de pobreza total²⁷⁰ mayor a 78,2%; así, corresponde aplicar una calificación de 60% al factor f2.



535. Por otra parte, se considera que la conducta infractora, involucra el impacto de un aspecto ambiental o fuente de contaminación; así, corresponde aplicar la calificación de 6% al factor f3.

536. De igual manera, de los medios probatorios que obran en el expediente, se evidencia que el administrado efectuó medidas tardías para contrarrestar los efectos generados. En consecuencia, corresponde aplicar una calificación de 20% al factor f4.



537. En total, los factores para la graduación de sanciones suman 5.16 (516%)²⁷¹. Un resumen de los mismos se presenta a continuación:

²⁷⁰ En el presente caso, la infracción ha ocurrido en el distrito de Morona, provincia de Datem del Marañón y departamento de Loreto, cuyo nivel de pobreza total asciende a 82.4%; según la información presentada en el "Mapa de pobreza provincial y distrital 2009: El enfoque de la pobreza monetaria" publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

²⁷¹ Para mayor detalle ver Anexo 13 de la presente resolución.

Cuadro N° 50: Factores para la graduación de sanciones

Factores	Calificación
f1. Gravedad del daño al ambiente	330%
f2. Perjuicio económico causado	60%
f3. Aspectos ambientales o fuentes de contaminación	6%
f4. Reincidencia en la comisión de la infracción	-
f5. Corrección de la conducta infractora	-
f6. Adopción de las medidas necesarias para revertir las consecuencias de la conducta infractora	20%
f7. Intencionalidad en la conducta del infractor	-
(f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	416%
Factores: F = (1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	516%

Elaboración: TFA

d.4 Valor de la multa

538. Luego de aplicar la fórmula para el cálculo de la multa, el valor de la misma asciende a **1,526.74 UIT**. El resumen y sus componentes se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 51: Resumen de la sanción

Componentes	Valor
Beneficio Ilícito (B)	295.88 UIT
Probabilidad de detección (p)	1.00
Factores F=(1+f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)	516%
Valor de la Multa en UIT (B)/p*(F)	1,526.74 UIT

Elaboración: TFA

d.5 Análisis del rango aplicable por tipificación

539. El monto aplicable para una infracción de este tipo es de 50 UIT a 5,000 UIT; ello conforme a lo señalado en el numeral 2.4 del Cuadro anexo a la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA-CD. En tal sentido, la multa calculada (**1,526.74 UIT**), se encuentra en el rango establecido por la norma tipificadora.

C) Análisis de no confiscatoriedad

540. En aplicación a lo previsto en el numeral 12.2 del artículo 12° del RPAS²⁷², la multa total a ser impuesta, la cual asciende a **12,172.80 UIT**, no puede ser mayor al diez por ciento (10%) del ingreso bruto anual percibido por el infractor

²⁷² Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD

Artículo 12°.- Determinación de las multas (...)

12.2 La multa a ser impuesta no puede ser mayor al diez por ciento (10%) del ingreso bruto anual percibido por el infractor el año anterior a la fecha en que ha cometido la infracción.

el año anterior a la fecha en que ha cometido la infracción. Asimismo, los ingresos deberán ser debidamente acreditados por el administrado.

541. Al respecto, cabe señalar que la SFEM del OEFA, solicitó al administrado sus ingresos brutos correspondientes al año 2015; solicitud que fue atendida por el administrado en sus descargos de fecha 15 de agosto de 2018, con documento de registro N° 2018-E01-069005. Estando a los ingresos del administrado en el año 2015, es posible concluir que la multa resulta no confiscatoria.

D) Conclusiones

542. En base al principio de razonabilidad que rige la potestad sancionadora del OEFA, luego de aplicar la Metodología para el Cálculo de Multas, el análisis de tope de multas por tipificación de infracciones y el análisis de no confiscatoriedad, se determina una sanción de **12,172.80 UIT**, por los incumplimientos en análisis, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro N° 52: Resumen de multas

N°	Conducta Infractora	Multa
1	Incumplimiento del PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento respecto del km 441+781 del Tramo II del ONP	2,665.50 UIT
2	Incumplimiento del PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento respecto del km 206+035 del Ramal Norte del ONP	6,445.05 UIT
3	No adoptar las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame ocurrido en el km 441+781 del Tramo II del ONP	1,535.51 UIT
4	No adoptar las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame ocurrido en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP	1,526.74 UIT
TOTAL		12,172.80 UIT

De conformidad con lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental; el Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente; el Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del OEFA; y la Resolución de Consejo Directivo N° 020-2019-OEFA/CD, que aprueba el Reglamento Interno del Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA.

SE RESUELVE:

PRIMERO.- INTEGRAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019, precisándose que, en su parte resolutive, se debió indicar lo siguiente:

(...)

Artículo 4°. - Ordenar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de las medidas correctivas señaladas en las Tablas N° 105 a la 116 de la presente Resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa.

SEGUNDO.- CONFIRMAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019, en el extremo a través del cual se determinó responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las conductas infractoras previstas en el Cuadro N° 7.1 del Anexo 7 de la presente resolución; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma, quedando agotada la vía administrativa.

TERCERO.- CONFIRMAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019, en el extremo a través del cual ordenó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de las medidas correctivas previstas en el Cuadro N° 8.1 del Anexo 8 de la presente resolución; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma, quedando agotada la vía administrativa.

CUARTO.- REVOCAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019, en el extremo a través del cual se determinó responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de la conducta infractora prevista en el Cuadro N° 7.2 del Anexo 7 de la presente resolución; y, en consecuencia, **ARCHIVAR** el procedimiento administrativo sancionador en aquel extremo, por los fundamentos establecidos en su parte considerativa.

QUINTO.- REVOCAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019, en el extremo a través del cual ordenó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de las medidas correctivas previstas en el Cuadro N° 8.4 del Anexo 8 de la presente resolución; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma.

SEXTO.- MODIFICAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio de 2019, en el extremo a través del cual ordenó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., el cumplimiento de la medida correctiva previstas en el Cuadro N° 8.2 del Anexo 8 de la presente resolución; por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma, la cual queda fijada en los términos establecidos en el Cuadro N° 8.3 del Anexo 8.

SÉPTIMO.- Declarar la NULIDAD de la Resolución Subdirectoral N° 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM y de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI, a través de las cuales se inició y determinó la existencia de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú – Petroperú S.A., respectivamente, por la comisión de las

conductas descritas en los Cuadros N° 5.1 y 5.2 del Anexo 5 de la presente resolución, por los fundamentos establecidos en su parte considerativa; debiéndose **RETROTRAER** el procedimiento sancionador al momento en el que se produjo el vicio.

OCTAVO.- REVOCAR la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI del 17 de julio 2019, en el extremo que sancionó a Petróleos del Perú – Petroperú S.A., con una multa ascendente a 20,780.53 (veinte mil setecientos ochenta con 53/100) Unidades Impositivas Tributarias; y, **REFORMARLA**, quedando fijada aquella con un valor ascendente a 12,172.80 (doce mil ciento setenta y dos con 80/100) Unidades Impositivas Tributarias vigentes a la fecha de pago, al haberse acreditado la comisión de las conductas infractoras N°s 1, 2, 3, y 4 del Cuadro N° 6 de la presente resolución, por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la misma; quedando agotada la vía administrativa.

NOVENO. - DISPONER que el monto de la multa, ascendente a 12,172.80 (doce mil ciento setenta y dos con 80/100) Unidades Impositivas Tributarias, sea depositado en la cuenta recaudadora N° 00068199344 del Banco de la Nación, en moneda nacional, debiendo indicar al momento de la cancelación al banco el número de la presente resolución; sin perjuicio de informar en forma documentada al OEFA del pago realizado.

DÉCIMO. - Notificar la presente resolución a Petróleos del Perú - Petroperú S.A., al Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible Perú - IDLADS, al Instituto de Defensa Legal – IDL, y al Gobierno Territorial Autónomo de la Nación Wampis, para los fines correspondientes.

DÉCIMO PRIMERO. - Notificar a los administrados, los anexos adjuntos a la presente resolución, con un total de 46 folios, los cuales forman parte integrante de la misma, de conformidad con el numeral 6.2 del artículo 6° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

Regístrese y comuníquese.

.....
CARLA LORENA PEGORARI RODRIGUEZ

Presidenta

**Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios
Tribunal de Fiscalización Ambiental**

.....
CÉSAR ABRAHAM NEYRA CRUZADO
Vocal
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios
Tribunal de Fiscalización Ambiental

.....
MARCOS MARTIN YUI PUNIN
Vocal
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios
Tribunal de Fiscalización Ambiental

.....
HEBERT EDUARDO TASSANO VELAOCHAGA
Vocal
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios
Tribunal de Fiscalización Ambiental

.....
MARY ROJAS CUESTA
Vocal
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios
Tribunal de Fiscalización Ambiental

.....
RICARDO HERNÁN IBERICO BARRERA
Vocal
Sala Especializada en Minería, Energía,
Actividades Productivas e Infraestructura y Servicios
Tribunal de Fiscalización Ambiental

ANEXOS

De conformidad con lo señalado en el artículo décimo de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE, los anexos detalladas a continuación, forman parte integral de la misma:

N°	Descripción
1	Mapa del Oleoducto Nor Peruano
2	Mapas de los derrames acaecidos en los distritos de Imaza y Morona
3	Detalle de las conductas infractoras realizado por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA
4	Detalle de las medidas correctivas dictadas por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA
5	Extremos de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI declarados nulos por el Tribunal de Fiscalización Ambiental
6	Nueva esquematización efectuada por el Tribunal de Fiscalización Ambiental, respecto de las conductas infractoras
7	Del pronunciamiento emitido por el Tribunal de Fiscalización Ambiental respecto de la determinación de la responsabilidad administrativa de Petroperú
8	Del pronunciamiento emitido por el Tribunal de Fiscalización Ambiental respecto del dictado de las medidas correctivas realizado por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos
9	Costos evitados en medidas de mantenimiento respecto de la conducta infractora N° 1 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE
10	Costos evitados en medidas de mantenimiento respecto de la conducta infractora N° 2 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE
11	Costos evitados en acciones inmediatas para el control y minimización de los impactos ocasionados referidos a la conducta infractora N° 3 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE
12	Costos evitados en acciones inmediatas para el control y minimización de los impactos ocasionados referidos a la conducta infractora N° 4 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE
13	Factores para la graduación de sanciones para las conductas infractoras por cuya comisión el Tribunal de Fiscalización Ambiental confirmó la responsabilidad de Petroperú

Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

1

A

B

C

D

E

Anexo 1

Mapa del Oleoducto Nor Peruano

PAGINA EN BLANCO

PAGINA EN BLANCO

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

PACINA EL BLANCO

Anexo 2

Mapas de los derrames acaecidos en los distritos de Imaza y Morona

PAGINA EN BLANCO

Anexo 3

**Detalle de las conductas infractoras realizado por la Dirección de Fiscalización y
Aplicación de Incentivos del OEFA**

PAGINA EN BLANCO

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 3.1: Hechos y omisiones detectados en las supervisiones realizadas al km 440+781 del Tramo II del ONP – Imaza

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la flora y fauna, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: i) inspecciones geométricas. ii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	Artículo 8 ¹ del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM (RPAAH); en concordancia con el artículo 24 ² de la Ley N° 28611 – Ley General del Ambiente (LGA); artículo 15 ³ de	Literal b) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada por Resolución de Consejo Directivo, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013- OEFA-CD (Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD); detallada en el numeral 2.2 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma ⁵ .

1 **RPAAH**
Artículo 8°.- Requerimiento de Estudio Ambiental
Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, culminación de actividades o cualquier desarrollo de la actividad, el Titular está obligado a presentar ante la Autoridad Ambiental Competente, según sea el caso, el Estudio Ambiental o el Instrumento de Gestión Ambiental Complementario o el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) correspondiente, el que deberá ser ejecutado luego de su aprobación, y será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente. El Estudio Ambiental deberá ser elaborado sobre la base del proyecto de inversión diseñado a nivel de factibilidad, entendida ésta a nivel de ingeniería básica. La Autoridad Ambiental Competente declarará inadmisibles un Estudio Ambiental si no cumple con dicha condición.

2 **Ley General del Ambiente**
Artículo 24.- Del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
24.1 Toda actividad humana que implique construcciones, obras, servicios y otras actividades, así como las políticas, planes y programas públicos susceptibles de causar impactos ambientales de carácter significativo, está sujeta, de acuerdo a ley, al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental - SEIA, el cual es administrado por la Autoridad Ambiental Nacional. La ley y su reglamento desarrollan los componentes del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.
24.2 Los proyectos o actividades que no están comprendidos en el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, deben desarrollarse de conformidad con las normas de protección ambiental específicas de la materia.

3 **Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental**
Artículo 15.- Seguimiento y control
15.1 La autoridad competente será la responsable de efectuar la función de seguimiento, supervisión y control de la evaluación de impacto ambiental, aplicando las sanciones administrativas a los infractores.

5 **Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada por Resolución de Consejo Directivo**
Artículo 4°.- Infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en el Instrumento de Gestión Ambiental (...)
4.1 Constituyen infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en un Instrumento de Gestión Ambiental: (...)
b) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de diez (10) hasta mil (1 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

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

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
	iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica; y iv) de la resistencia eléctrica del terreno.	la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (LSEIA); y, el artículo 29 ^o de su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM (RLSEIA).	
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la flora y fauna, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: i) Inspecciones geométricas, ii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía, iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del	Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.	Literal d) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/DFAI; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma ⁶ .

	Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la flora o fauna.	15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.			
--	---	---	--	--	--

Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
Artículo 29.- Medidas, compromisos y obligaciones del titular del proyecto

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

Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada por Resolución de Consejo Directivo
Artículo 4°.- Infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en el Instrumento de Gestión Ambiental (...)

4.1 Constituyen infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en un Instrumento de Gestión Ambiental: (...)

d) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna. La referida infracción es muy grave y será sancionada con una multa de cien (100) hasta diez mil (10 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS				
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACCTOR)	BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
2 DESARROLLAR ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.4	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	MUY GRAVE	De 100 a 10 000 UIT

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
	oleoducto de los potenciales de protección catódica, iv) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.		
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la salud humana, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: i) Inspecciones geométricas, ii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía, iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica, y iv) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.	Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.	Literal c) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/DFAI; detallada en el numeral 2.3 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma ⁷ .
4	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:	Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.	Literal e) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/DFAI; detallada en el numeral 2.5 del rubro 2 del Cuadro anexo

- ⁷ Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada por Resolución de Consejo Directivo Artículo 4°. - Infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en el Instrumento de Gestión Ambiental (...)
- 4.1 Constituyen infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en un Instrumento de Gestión Ambiental: (...)
- c) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la vida o salud humana. La referida infracción es grave y será sancionada con una multa de cincuenta (50) hasta cinco mil (5 000) Unidades Impositivas Tributarias.

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS				
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR)	BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
2 DESARROLLAR ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.3	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño potencial a la vida o salud humana.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	GRAVE	----- De 50 a 5 000 UIT

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
	i) Inspecciones geométricas, ii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía, iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica, y iv) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.		a la misma ⁸ .
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.	Artículo 66° del RPAAH ⁹ .	Inciso (i) del literal d) del artículo 4° de la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD (Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD); detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la flora y fauna) ¹⁰ .

- ⁸ Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobada por Resolución de Consejo Directivo Artículo 4°. - Infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en el Instrumento de Gestión Ambiental (...)
- 4.1 Constituyen infracciones administrativas relacionadas al incumplimiento de lo establecido en un Instrumento de Gestión Ambiental: (...)
- e) Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la vida o salud humana. La referida infracción es muy grave y será sancionada con una multa de ciento cincuenta (150) hasta quince mil (15 000) Unidades Impositivas Tributarias.

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES VINCULADAS CON LOS INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES EN ZONAS PROHIBIDAS				
INFRACCIÓN (SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR)	BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
2 DESARROLLAR ACTIVIDADES INCUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL				
2.5	Incumplir lo establecido en los Instrumentos de Gestión Ambiental aprobados, generando daño real a la vida o salud humana.	Artículo 24° de la Ley General del Ambiente, Artículo 15° de la Ley del SEIA, Artículo 29° del Reglamento de la Ley del SEIA.	MUY GRAVE	----- De 150 a 15 000 UIT

- ⁹ **RPAAH**
Artículo 66.- Siniestros y emergencias
 En el caso de siniestros o emergencias con consecuencias negativas al ambiente, ocasionadas por la realización de Actividades de Hidrocarburos, el Titular deberá tomar medidas inmediatas para controlar y minimizar sus impactos, de acuerdo a su Plan de Contingencia. (...)
- ¹⁰ **Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA**
Artículo 4.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales
 Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales: (...)
- d) No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del	Artículo 66° del RPAAH.	Inciso (iii) del literal d) del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño real a la flora y fauna) ¹¹ .

rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores:

- (i) Si la conducta genera daño potencial a la flora o fauna, será calificada como grave y sancionada con una multa de veinte (20) hasta dos mil (2 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS					
SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
2 OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES					
2.4	No adoptar en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencias; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia.	Genera daño potencial a la flora o fauna	Artículo 66° del RPAAH	GRAVE	De 20 a 2 000 UIT

11

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA

Artículo 4.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales

Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales: (...)

- d) No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores: (...)

- (iii) Si la conducta genera daño real a la flora o fauna, será calificada como muy grave y sancionada con una multa de cuarenta (40) hasta cuatro mil (4 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS					
SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
2 OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES					
2.4	No adoptar en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de	Genera daño real a la flora o fauna	Artículo 66° del RPAAH	MUY GRAVE	De 40 a 4 000 UIT

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
	Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.		
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el Kilómetro 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.	Artículo 66° del RPAAH.	Inciso (ii) del literal d) del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la salud o vida humana) 12.

Contingencias; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia.					
---	--	--	--	--	--

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA

Artículo 4.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales

Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales: (...)

d) No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores:

(ii) Si la conducta genera daño potencial a la salud o vida humana, será calificada como grave y sancionada con una multa de treinta (30) hasta tres mil (3 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS					
SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
2 OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES					
2.4	No adoptar en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencias; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia de las áreas afectadas como	Genera daño potencial a la salud o vida humana	Artículo 66° del RPAAH	GRAVE	De 30 a 3 000 UIT

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
8	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.	Artículo 66° del RPAAH.	Inciso iv) del literal d) del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la salud o vida humana) 13.

Fuente: Resolución Directoral I.
Elaboración: TFA

consecuencia del siniestro o emergencia.					
--	--	--	--	--	--

13

Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que aprueba la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA

Artículo 4.- Infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales

Constituyen infracciones administrativas referidas a incidentes y emergencias ambientales: (...)

d) No adoptar, en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencia; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia. Esta conducta se puede configurar mediante los siguientes subtipos infractores: (...)

(iv) Si la conducta genera daño real a la salud o vida humana, será calificada como muy grave y sancionada con una multa de cincuenta (50) hasta cinco mil (5 000) Unidades Impositivas Tributarias. (...)

CUADRO DE TIPIFICACIÓN DE INFRACCIONES Y ESCALA DE SANCIONES APLICABLE A LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS					
SUPUESTO DE HECHO DEL TIPO INFRACTOR		BASE LEGAL REFERENCIAL	CALIFICACIÓN DE LA GRAVEDAD DE LA INFRACCIÓN	SANCIÓN NO MONETARIA	SANCIÓN MONETARIA
INFRACCIÓN	SUBTIPO INFRACTOR				
2	OBLIGACIONES REFERIDAS A INCIDENTES Y EMERGENCIAS AMBIENTALES				
2.4	No adoptar en caso de siniestros o emergencias (como derrames), medidas relacionadas con el control y minimización de sus impactos, de acuerdo al Plan de Contingencias; o no efectuar la descontaminación y rehabilitación de las áreas afectadas como consecuencia de las áreas afectadas como consecuencia del siniestro o emergencia.	Genera daño real a la salud o vida humana	Artículo 66° del RPAAH	MUY GRAVE	De 50 a 5 000 UIT

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 3.2: Hechos y omisiones detectados en las supervisiones realizadas al km 206+035 del Ramal Norte del ONP – Morona

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
1	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, ii) inspecciones geométricas, iii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía iv) monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica. 	<p>Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.</p>	<p>Literal b) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA-CD; detallada en el numeral 2.2 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma.</p>
2	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, ii) Inspecciones geométricas, iii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía, iv) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica. 	<p>Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.</p>	<p>Literal d) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/DFAI; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma.</p>
3	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos, ii) Inspecciones geométricas, iii) Inspecciones visuales sobre 	<p>Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.</p>	<p>Literal c) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/DFAI; detallada en el numeral 2.3 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma.</p>

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
	<p>el derecho de vía; y,</p> <p>iv) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica.</p>		
4	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana, respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:</p> <p>i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos,</p> <p>ii) Inspecciones geométricas,</p> <p>iii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y,</p> <p>iv) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica.</p>	<p>Artículo 8° del RPAAH; en concordancia con el artículo 24° de la LGA; artículo 15° de la LSEIA; y, el artículo 29° del RLSEIA.</p>	<p>Literal e) del numeral 4.1 del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/DFAI; detallada en el numeral 2.5 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma.</p>
5	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna.</p>	<p>Artículo 66° del RPAAH.</p>	<p>Inciso (i) del literal d) del artículo 4° de la Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD (Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD); detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la flora y fauna).</p>
6	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna.</p>	<p>Artículo 66° del RPAAH.</p>	<p>Inciso (iii) del literal d) del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño real a la flora y fauna).</p>
7	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana.</p>	<p>Artículo 66° del RPAAH.</p>	<p>Inciso (ii) del literal d) del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la salud o vida humana).</p>

PAGINA EN BLANCO

N°	Conductas Infractoras	Norma sustantiva	Norma tipificadora
8	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.</p>	<p>Artículo 66° del RPAAH.</p>	<p>Inciso iv) del literal d) del artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD; detallada en el numeral 2.4 del rubro 2 del Cuadro anexo a la misma (subtipo infractor referido a la generación de daño potencial a la salud o vida humana).</p>

Fuente: Resolución Directoral I
 Elaboración: TFA

ORIGEN EN BLANCO

PAGINA EN BLANCO

Handwritten mark

Handwritten mark

RECEIVED
Banco

Anexo 4

Detalle de las medidas correctivas dictadas por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del OEFA

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

PAGINA EN BLANCO

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 4.1: Detalle de las medidas correctivas ordenadas por el derrame de Imaza

N°	Conducta infractora	Medida correctiva		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N°s 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 3 y 4), respecto de la medida de mantenimiento referida a inspecciones geométricas.	Petroperú deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspabutos inteligente del km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan afectar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos.	En un plazo no mayor de doscientos doce (122) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución apelada.	Remitir a la DFAI, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico con los resultados de la inspección geométrica en el km 440+781 del Tramo II del ONP, que incluya el registro de inspección (raw data) que muestre el recorrido de la herramienta geométrica en el km 440+781 del Tramo II del ONP.
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N°s 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 3 y 4), respecto de la medida de mantenimiento referida a inspecciones visuales sobre el DdV.	Petroperú deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería.	En un plazo no mayor de sesenta (60) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución apelada.	Remitir a la DFAI en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico que comprenda lo siguiente: Los métodos y equipos usados, las mediciones de control topográfico, el cuadro comparativo de las mediciones con registros anteriores, resultados de la inspección del revestimiento registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N°s 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 3 y 4), respecto de la medida de mantenimiento referida a monitoreo de los potenciales de protección catódica.	Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento.	En un plazo no mayor de cincuenta (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución directoral apelada.	Remitir a la DFAI, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico con los resultados del monitoreo en el km 440+781 del Tramo II del ONP.

PAGINA EN BLANCO

N°	Conducta infractora	Medida correctiva		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
4	<p>Petroperú S.A. incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N°s 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 3 y 4), respecto de la medida de mantenimiento referida a monitoreo de resistencia eléctrica del terreno.</p>	<p>Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería.</p>	<p>En un plazo no mayor de cincuenta (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución directoral apelada.</p>	<p>Remitir a la DFAI, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un informe técnico con los resultados monitoreo en el km 440+781 del Tramo II del ONP.</p> <p>- Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usado, calificación técnica del inspector, resultado de la medición de la resistencia eléctrica del terreno, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.</p>
5	<p>- Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la flora y fauna, y potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 1, 2, 3, y 4).</p> <p>- Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora y fauna, y potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 5, 6, 7, y 9).</p>	<p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas de los puntos de muestreo</p> <p>148,7,km440+781-1, 148,7,km440+781-2, 148,7,km440+781-3, 148,7,km440+781-6, 148,7,km440+781-8, 148,7,km440+781-9, 148,7,km440+781-13, 148,7,km440+781-14, 148,7,km440+781-16.</p> <p>Petroperú deberá acreditar la implementación del monitoreo de sedimentos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en los puntos precedentes, durante las épocas de variante y de creciente posteriores a la conclusión de las actividades de limpieza.</p>	<p>En un plazo no mayor de noventa (90) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución directoral apelada.</p>	<p>En un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva, deberá remitir a la DFAI, un informe técnico que detalle lo siguiente:</p> <p>- Acciones de limpieza las áreas de los puntos de muestreo señalados. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.</p> <p>Luego de concluidas las actividades de limpieza, Petroperú deberá remitir al OEFA lo siguiente:</p> <p>- Un informe de monitoreo de suelos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en la presente tabla, realizado luego de ciento ochenta (180) días naturales, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de las actividades de limpieza. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos</p>

PAGINA EN BLANCO

N°	Conducta infractora	Medida correctiva		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
				<p>que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas;</p> <p>- Un informe de monitoreo de suelos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en la presente tabla, realizado luego de ciento ochenta (180) días naturales, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de las actividades de limpieza. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de agua y suelo que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.</p>
6	<p>- Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP II, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N°s 1 y 2);</p> <p>- Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 3 y 4);</p> <p>- Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la flora y</p>	<p>Petroperú deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.</p>	<p>En un plazo no mayor de noventa y seis (96) días hábiles contados desde la notificación de resolución apelada.</p>	<p>Remitir a la DFAI, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles adicionales a los otorgados para su implementación, la siguiente documentación:</p> <p>i) Informe de las actividades realizadas acorde con los objetivos planteados, y sus indicadores de seguimiento y de resultados.</p> <p>ii) Evidencia fotográfica y audiovisual de las acciones realizadas.</p> <p>iii) Detalle de los recursos utilizados.</p> <p>iv) Registros de participación, convenios suscritos, actas de reunión, suscripción de compromisos de mutua colaboración, etc.</p>

PAGINA EN BLANCO

N°	Conducta infractora	Medida correctiva		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
	<p>fauna (conductas infractoras N°s 5 y 6).</p> <p>- Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 7 y 8).</p>			

Fuente: Resoluciones Directorales I y II
 Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N°4.2: Detalle de las medidas correctivas ordenadas por el derrame de Morona

N°	Conducta infractora	Medida correctiva		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas N°s 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas N°s 3 y 4), respecto de la medida de mantenimiento referida a las inspecciones visuales sobre el derecho de vía.	Petroperú deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.	En un plazo no mayor de cuarenta y ocho (48) días hábiles contados a partir del día de siguiente notificada resolución apelada.	Remitir a la DFAI, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, el informe de resultados de la inspección visual del derecho de vía efectuada en el sector del Ramal Norte del ONP que comprenda al km 206+035. Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usado, calificación técnica del inspector, resultados y observaciones, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N°s 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas infractoras N°s 3 y 4), respecto de la medida de mantenimiento referida al monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica.	Petroperú deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección de catódica con la consecuente verificación del estado del revestimiento del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.	En un plazo no mayor de cincuenta (50) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la resolución apelada.	Remitir a la DFAI, en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, el informe de resultados del monitoreo de los potenciales de la protección catódica y el estado del revestimiento de la tubería en el sector del Ramal Norte del ONP que comprenda el km 206+035. Dicho informe debe comprender los métodos y equipos usado, calificación técnica del inspector, resultados de medición de potenciales de protección catódica, resultados de la inspección del revestimiento, registro fotográfico fechado y georreferenciado, recomendaciones; y forma de implementar las recomendaciones.

PAGINA EN BLANCO

	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial y real a la flora y fauna (conductas infractoras N^{os} 1 y 2); y, daño potencial y real a la salud humana (conductas N^{os} 3 y 4).</p>	<p>Primera Etapa:</p> <p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza.</p>	<p>Primera etapa:</p> <p>Al cabo de setenta (70) días hábiles, computados a partir del día siguiente de la notificación de la presente Resolución, Petroperú deberá remitir al OEFA un informe detallado sobre las acciones de limpieza de las áreas afectadas por el derrame Morona, ubicadas a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.</p>
<p>3</p>	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el km 220+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias (conductas infractoras N^{os} 5, 6, 7 y 8).</p>	<p>Segunda Etapa:</p> <p>Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.</p>	<p>Segunda Etapa:</p> <p>Luego de concluidas la primera etapa Petroperú deberá remitir al OEFA un informe de monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicadas a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de la primera etapa. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.</p>
		<p>Tercera Etapa:</p> <p>Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.</p>	<p>Tercera Etapa:</p> <p>Luego de concluida la primera etapa, Petroperú deberá remitir al OEFA un informe de monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicadas a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de creciente o vaciante siguiente a la conclusión de la segunda etapa. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, los informes de laboratorio correspondientes a los monitoreos de sedimentos que acrediten el cumplimiento de los parámetros de la "Guía Atlantic RBCA" para TPH y fotografías de los puntos de monitoreo, las cuales deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.</p>
<p>4</p>	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias (conductas infractoras N^{os} 5, 6, 7 y 8).</p>	<p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las</p>	<p>Al cabo de setenta (70) días hábiles, computados a partir del día siguiente de la notificación de la presente Resolución, Petroperú deberá remitir al OEFA un informe detallado sobre las acciones de limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, monitoreos de suelos que acrediten el cumplimiento de los ECA para suelo y fotografías de las actividades realizadas y de los puntos de monitoreo, las cuales</p>

PAGINA EN BLANCO

		áreas afectadas por el derrame de Morona.	deberán estar debidamente fechadas y georreferenciadas.
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016, en el km 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias.	Petroperú deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte".	Al cabo de noventa (91) días hábiles de notificada la presente Resolución, Petroperú deberá presentar un informe de seguimiento en el que se detalle la situación actual de las prácticas tradicionales de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por la contingencia del derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte". Dicho informe debe contener, como mínimo, la información de las veintidós (22) localidades que fueron consideradas en las Declaratorias de Emergencia, emitidas mediante los Decretos Supremos N° 012-2016-PCM y 016-2016-PCM, y que fueron considerados en la evaluación contenida en el "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte".

Fuente: Resoluciones Directorales I y II
Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

PAGINA EN BLANCO

[Handwritten mark]

Anexo 5

Extremos de la Resolución Directoral N° 1060-2019-OEFA/DFAI declarados nulos por el Tribunal de Fiscalización Ambiental

ENCUENTRO EN BLANCO
T. FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 5.1: Detalle de las conductas infractoras declaradas nulas relacionadas con el derrame de Imaza

N°	Conductas Infractoras*
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno).
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna .
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna .
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana .

Elaboración: TFA

* Confrontar con Cuadro N° 3.1 del Anexo 3.

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 5.2: Detalle de las conductas infractoras declaradas nulas relacionadas con el derrame de Morona

N°	Conductas Infractoras*
1	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).
2	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la flora y fauna (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).
3	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño potencial a la salud humana (respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, inspecciones geométricas, inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica).
5	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la flora y fauna .
6	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 febrero de 2016, en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la flora y fauna .
7	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero del 2016 en el Kilómetro 206+035 del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño potencial a la salud humana .

Elaboración: TFA

* Confrontar con Cuadro N° 3.2 del Anexo 3.

PAGINA EN BLANCO

f

l

l

l

l

l

COMISIÓN NACIONAL
DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

Anexo 6

**Nueva esquematación efectuada por el Tribunal de Fiscalización Ambiental,
respecto de las conductas infractoras**

PAGINA EN BLANCO

Como ha sido esbozado a lo largo del análisis efectuado por el TFA, la primera instancia al resolver el procedimiento administrativo sancionador seguido en el Expediente N° 2566-2018-OEFA/DFAI/PAS seguido contra Petroperú, consideró declarar la responsabilidad administrativa de aquel por la comisión de dieciséis (16) conductas infractoras, conforme se desprende el Anexo 3.

Ahora bien, en tanto la revisión del presente caso, trajo consigo la declaración de nulidad de la Resolución Directoral I en los extremos señalados en el Anexo 5 (concretamente respecto de 12 conductas infractoras); este Colegiado ha considerado pertinente la reestructuración del esquema originario planteado por la DFAI sobre la base de las cuatro (4) conductas subsistentes, a través de una nueva numeración conforme se describe a continuación:

Cuadro N° 6: Detalle de las conductas infractoras materia de revisión

Esquema de la DFAI	Nuevo esquema del TFA	Derrame	Conductas Infractoras*
N°	N°		
4	1	Imaza	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana; respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: <ul style="list-style-type: none"> i) Inspecciones geométricas. ii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía. iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica. iv) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.
4	2	Morona	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana; respecto de las siguientes medidas de mantenimiento: <ul style="list-style-type: none"> i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos. ii) Inspecciones geométricas. iii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía. iv) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica.
8	3	Imaza	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

PAGINA EN BLANCO

Esquema de la DFAI	Nuevo esquema del TFA	Derrame	Conductas Infractoras*
N°	N°		
8	4	Morona	Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.

Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

* Confrontar con Cuadros N°s 3.1 y 3.2 del Anexo 3.

PAGINA EN BLANCO

1

1

20
12

1

COPIA BLANCA

Anexo 7

Del pronunciamiento emitido por el Tribunal de Fiscalización Ambiental respecto de la determinación de la responsabilidad administrativa de Petroperú

Sub.

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 7.1: Conductas infractoras por cuya responsabilidad administrativa se confirmó la Resolución Directoral I

Nuevo esquema del TFA	Derrame	Conductas Infractoras
N°		
1	Imaza	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud humana; respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> ii) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía. iii) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica. iv) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.
2	Morona	<p>Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 206+035 del Ramal Norte, generando daño real a la salud humana; respecto de las siguientes medidas de mantenimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos. ii) Inspecciones geométricas. iii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía. iv) Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de potenciales de protección catódica.
3	Imaza	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero de 2016, en el km 440+781 del Tramo II del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.</p>
4	Morona	<p>Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 2 de febrero de 2016 en el km 206+035 del Ramal Norte del ONP, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando daño real a la salud humana.</p>

Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 7.2: Revocación de la Resolución Directoral I respecto del extremo de la conducta infractora N° 1 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE

N°	Derrame	Extremo revocado de la conducta infractora N° 1
1	Imaza	Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el km 440+781 del Tramo II, generando daño real a la salud de las personas respecto de: i) inspección geométrica.

Elaboración: TFA

COPIA DE LA RESOLUCIÓN DIRECTORAL

PAGINA EN BLANCO

Handwritten mark

Handwritten mark

COPIA EN BLANCO

Anexo 8

Del pronunciamiento emitido por el Tribunal de Fiscalización Ambiental respecto del dictado de las medidas correctivas realizado por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 8.1: Medidas correctivas confirmadas

N°	Derrame	Medidas correctivas*
6	Imaza	Petroperú deberá acreditar la ejecución de un plan de fortalecimiento de comunicaciones y/o protocolo de comunicaciones a las comunidades nativas sobre las medidas de limpieza y mitigación que llevará a cabo la empresa en caso se produzca una contingencia; que alerte acerca de las consecuencias de la exposición al crudo ante un eventual derrame, y que finalmente comunique los resultados de las acciones de remediación y/o mitigación en el entorno, una vez producida la emergencia.
5	Morona	Petroperú deberá elaborar un plan de acción social, con la finalidad de verificar el estado actual del desarrollo de las actividades de subsistencia (caza, recolección y agricultura), las cuales fueron identificadas como actividades afectadas por el derrame de Morona, mediante el documento "Informe Final del Plan de Acción KM 206+035 del Oleoducto Ramal Norte".

Elaboración: TFA

* Confrontar con cuadros N°s 4.1 y 4.2 del anexo 4.

PAGINA EN BLANCO

Medida correctiva modificada

Cuadro N° 8.2: Medida correctiva dictada por la DFAI

N°	Derrame	Medida correctiva*
5	Imaza	<p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas de los puntos de muestreo</p> <p style="text-align: center;">148,7,km440+781-1, 148,7,km440+781-2, 148,7,km440+781-3, 148,7,km440+781-6, 148,7,km440+781-8, 148,7,km440+781-9, 148,7,km440+781-13, 148,7,km440+781-14, 148,7,km440+781-16.</p> <p>Petroperú deberá acreditar la implementación del monitoreo de sedimentos de las áreas de los puntos de monitoreo señalados en los puntos precedentes, durante las épocas de variante y de creciente posteriores a la conclusión de las actividades de limpieza.</p>

Elaboración: TFA

Cuadro N° 8.3: Modificación efectuada por el TFA

N°	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
5	<p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de los puntos y áreas circundantes a los puntos de monitoreo de sedimentos donde se encontró presencia de hidrocarburos</p> <p>148,7,km440+781-1, 148,7,km440+781-2, 148,7,km440+781-3, 148,7,km440+781-6, 148,7,km440+781-8, 148,7,km440+781-9, 148,7,km440+781-13, 148,7,km440+781-14, 148,7,km440+781-16.</p>	<p>En un plazo no mayor de noventa (90) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución.</p>	<p>En un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva, deberá remitir al OEFA, un informe técnico que detalle lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Acciones de limpieza en los puntos de monitoreo de sedimentos con presencia de hidrocarburos y áreas circundantes a ellos. Dicho informe deberá incluir, como mínimo, informe de ensayo realizado por un laboratorio acreditado, en el cual se evidencia que la concentración de TPH (C₅ - C₄₀) se encuentre por debajo de 5 mg/kg peso seco, o menor al límite de detección de la metodología empleada para determinar la concentración del referido parámetro, asimismo, deberá contener fotografías fechadas y georreferenciadas de las actividades realizadas (limpieza, toma de muestras, etc.)

Elaboración: TFA

* Confrontar con cuadros N°s 4.1 y 4.2 del anexo 4.

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 8.4: Medidas correctivas revocadas

N°	Derrame	Medidas correctivas*
1	Imaza	Petroperú deberá acreditar la realización de la inspección geométrica mediante raspatabos inteligente del km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles tensiones externas que puedan afectar la integridad del ducto, y desencadenar nuevos derrames de hidrocarburos.
2		Petroperú deberá acreditar la ejecución del control topográfico en la progresiva del km 440+781 del Tramo II del ONP a efectos de detectar desplazamientos en la tubería; y la inspección visual al estado del revestimiento a fin de detectar defectos que pudieran significar un riesgo a la integridad de la tubería.
3		Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de los potenciales de protección catódica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, con la finalidad de identificar posibles defectos en el revestimiento.
4		Petroperú deberá acreditar la ejecución del monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en el km 440+781 del Tramo II del ONP, a efectos de determinar el nivel de protección adecuado para la tubería.
1	Morona	Petroperú deberá efectuar las inspecciones visuales del derecho de vía del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.
2		Petroperú deberá efectuar el monitoreo de los potenciales de protección catódica con la consecuente verificación del estado del revestimiento del tramo del ORN que comprende a la progresiva del km 206+035.
3		<p>Primera Etapa:</p> <p>Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, las cuales no fueron limpiadas durante las acciones de contingencia frente al derrame de Morona y realizar un monitoreo de sedimentos luego de concluidas las actividades de limpieza.</p> <p>Segunda Etapa:</p> <p>Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior a la conclusión primera etapa.</p> <p>Tercera Etapa:</p> <p>Petroperú deberá realizar el monitoreo de sedimentos de las áreas afectadas por el derrame de Morona, ubicados a la altura de las progresivas 24+200 y 25+550, durante la época de variante o creciente posterior al monitoreo realizado en la segunda etapa.</p>
4		Petroperú deberá acreditar la limpieza de las áreas donde se ubicaron los cubetos de residuos sólidos peligrosos utilizados durante las actividades de limpieza de las áreas afectadas por el derrame de Morona.

Elaboración: TFA

* Confrontar con cuadros N°s 4.1 y 4.2 del anexo 4.

PAGINA EN BLANCO

f

l

R

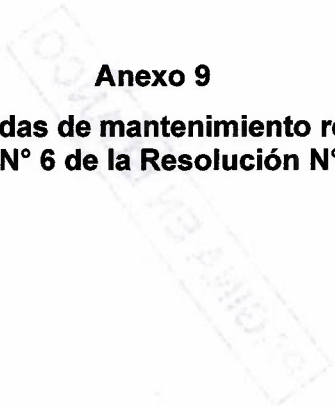
l

l

l

Anexo 9

Costos evitados en medidas de mantenimiento respecto de la conducta infractora N° 1 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE



PAGINA EN BLANCO

**Cuadro N° 9: Costos evitados en medidas de mantenimiento relacionados con el derrame de Imaza
(km 440+781 del Tramo II del ONP)**

Ítems	Fecha de costeo	Unidad	Cantidad	Precio asociado	Factor (inflación)	Valor a fecha de incumplimiento (S/)	Valor a fecha de incumplimiento (US\$)
Servicio de inspección y verificación física derecho de vía tramo II ONP	Ene-18	1	1	S/ 385,427.89	0.958	S/ 369,239.92	US\$ 107,379.33
Monitoreo de los potenciales de protección catódica y resistencia eléctrica del terreno	Mar-19	1	550	S/ 2,152.56	0.930	S/ 1,101,034.44	US\$ 320,193.81
Total						S/ 1,470,274.36	US\$ 427,573.14

* El costo de la inspección visual de derecho de vía se obtuvo del Osce, Orden de trabajo a terceros N° 4100007191, adjudicación con nomenclatura: SEL-PROC-25-2017-OLE / PETROPERU-1

* El costo del monitoreo de protección catódica y resistencia del terreno se obtuvo del Osce, Contrato N° 4100008514, adjudicación con nomenclatura: COM-PROC-17-2018-OFP / PETROPERU-1. Considerando un costo proporcional a longitud del tramo II de la ONP: 550 km, de acuerdo con las condiciones técnicas SONP-JICO-350-2018.

Elaboración: TFA



PAGINA EN BLANCO

Anexo 10

Costos evitados en medidas de mantenimiento respecto de la conducta infractora N° 2 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE

PAGINA EN BLANCO

**Cuadro N° 10: Costos evitados en medidas de mantenimiento relacionados con el derrame de Morona
(km 206+035 del Ramal Norte del ONP)**

Ítems	Fecha de costeo	Unidad	Cantidad	Precio asociado	Factor (inflación)	Valor a fecha de incumplimiento (S/)	Valor a fecha de incumplimiento (US\$)
Servicio de inspección con raspabudo calibrador de espesores del tramo ORN (Estación Andoas - Estación 5) del oleoducto norperuano.	Mar-17	1	1	S/ 3,568,301.01	0.956	S/ 3,411,295.77	US\$ 972,722.40
Inspecciones visuales de derecho de vía ORN	Ene-18	1	1	S/ 160,902.06	0.960	S/ 154,465.98	US\$ 44,045.59
Servicio de monitoreo del sistema de protección catódica del tramo ORN	Jul-16	1	1	S/ 98,638.56	0.990	S/ 97,652.17	US\$ 27,845.27
Total						S/ 3,663,413.92	US\$ 1,044,613.26

* El costo por el servicio de inspección con raspabudo calibrador de espesores y de inspección geométrica se obtuvieron del Osce, contenidos en el contrato N° 4100005953: Proceso por contratación directa N° DJR-0114-2017-OLE/PETROPERU. Transformado a moneda nacional mediante tipo de cambio nominal interbancario promedio mensual (BCRP).

* El costo de la inspección visual de derecho de vía se obtuvo del Osce, orden de trabajo N° 4100007171, adjudicación con nomenclatura: SEL-PROC-9-2017-OLE / PETROPERU-1

* El costo del monitoreo de protección catódica se obtuvo del Osce, orden de trabajo a terceros N° 4100004892, adjudicación con nomenclatura: CME-PROC-50-2016-OLE / PETROPERU-1.

Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

Handwritten mark

Handwritten mark

COPIA BLANCO

Anexo 11

Costos evitados en acciones inmediatas para el control y minimización de los impactos ocasionados referidos a la conducta infractora N° 3 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 11: Costo evitado en acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame ocurrido en Imaza (km 440+781 del Tramo II del ONP)

Ítems	Fecha de costeo	Unidad	Cantidad	Precio asociado	Factor (inflación)	Valor a fecha de incumplimiento (S/)	Valor a fecha de incumplimiento (US\$)
Estudio topográfico		días					
Ingeniero	Jul-13	10	10	S/250.33	1.089	S/ 27,261.30	US\$ 7,927.91
Supervisor	Jul-13	10	10	S/158.33	1.089	S/ 17,242.50	US\$ 5,014.32
Mano de obra*	Feb-16	10	70	S/150.00	0.998	S/ 104,790.00	US\$ 30,474.17
EPPS		unidad					
Guante Cuero Cromo Estándar	Set-13	1	90	S/7.80	1.081	S/ 758.86	US\$ 220.69
Respirador	Set-13	1	90	S/12.90	1.081	S/ 1,255.04	US\$ 364.98
Lente de seguridad antiempañante	Set-13	1	90	S/6.30	1.081	S/ 612.93	US\$ 178.25
Casco económico con ratchet	Set-13	1	90	S/9.90	1.081	S/ 963.17	US\$ 280.10
Overol drill reflectante	Set-13	1	90	S/46.90	1.081	S/ 4,562.90	US\$ 1,326.95
Bota de cuero con punta de acero	Set-13	1	90	S/25.90	1.081	S/ 2,519.81	US\$ 732.79
Seguro contra todo riesgo	Set-19	1	90	S/287.44	0.925	S/ 23,929.06	US\$ 6,958.85
Viáticos y equipo		días					
Alquiler de radios	Abr-12	10	90	S/25.00	1.125	S/ 25,312.50	US\$ 7,361.17
Alimentación	Set-19	10	90	S/20.00	0.925	S/ 16,650.00	US\$ 4,842.02
Hospedaje	Set-19	10	90	S/20.00	0.925	S/ 16,650.00	US\$ 4,842.02
Traslado de personal: Camioneta 4*2 pick-up doble cabina	Mar-17	10	18	S/ 357.76	0.954	S/ 61,434.55	US\$ 17,865.89
Materiales		unidades					
Barrera de contención de pvc de 20in x 8in x 12in para derrames de hidrocarburos	Dic-16	1	99.28	S/ 4,647.31	0.972	S/ 448,466.16	US\$ 130,419.25
Cordón absorbente de 20 cm x 3 m aprox. para derrames de hidrocarburos	Nov-16	1	276.00	S/351.05	0.976	S/ 94,564.44	US\$ 27,500.46
Total						S/ 846,973.22	US\$ 246,309.82

Fuentes:

- Los salarios de los servicios profesionales y técnicos se obtuvieron del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo – MTPE (2014). "Informe: Principales Resultados de la Encuesta de Demanda Ocupacional en el Sector Minería e Hidrocarburos", MTPE.

- Equipos de protección personal (EPP) para los obreros, el ingeniero y el supervisor. La cotización de los equipos fue obtenida de Sodimac Constructor (septiembre 2013).

- El costo de alquiler de los equipos y compra de materiales fueron obtenidos de la revista "Costos: Construcción, arquitectura e ingeniería" (marzo 2017).

- El costo de barrera de contención fue adquirido del Osce, Orden de compra N° 4000003361, de nomenclatura: DIR-PROC-639-2016-OLE / PETROPERU-1

- El costo del cordón absorbente fue adquirido del Osce, orden de compra N° 4000003265, de nomenclatura: DIR-PROC-560-2016-OLE / PETROPERU-1

- La cantidad de materiales considera un área de 26,382 metros lineales

* El costo de la mano de obra se tomó del acta de acuerdos firmados sobre el jornal.

Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

1

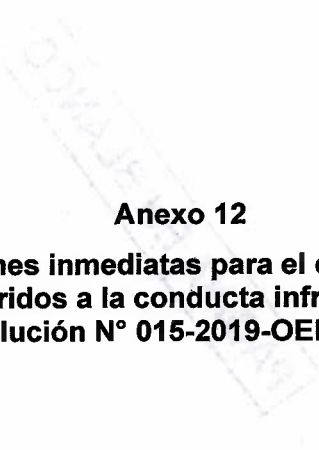
2

3

4

5

6



Anexo 12

Costos evitados en acciones inmediatas para el control y minimización de los impactos ocasionados referidos a la conducta infractora N° 4 del Cuadro N° 6 de la Resolución N° 015-2019-OEFA/TFA-SE

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 12: Costo evitado en acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos ocasionados por el derrame ocurrido en Morona (km 206+035 del ORN)

Items	Fecha de costeo	Unidad	Cantidad	Precio asociado	Factor (inflación)	Valor a fecha de incumplimiento (S/)	Valor a fecha de incumplimiento (US\$)
Estudio topográfico		días					
Ingeniero	Jul-13	10	10	S/250.33	1.089	S/ 27,261.30	US\$ 7,927.91
Supervisor	Jul-13	10	10	S/158.33	1.089	S/ 17,242.50	US\$ 5,014.32
Mano de obra*	Feb-16	10	70	S/150.00	0.998	S/ 104,790.00	US\$ 30,474.17
EPPS		unidad					
Guante Cuero Estándar	Set-13	1	90	S/7.80	1.081	S/ 758.86	US\$ 220.69
Respirador	Set-13	1	90	S/12.90	1.081	S/ 1,255.04	US\$ 364.98
Lente de seguridad antiempañante	Set-13	1	90	S/6.30	1.081	S/ 612.93	US\$ 178.25
Casco económico con ratchet	Set-13	1	90	S/9.90	1.081	S/ 963.17	US\$ 280.10
Overol drill reflectante	Set-13	1	90	S/46.90	1.081	S/ 4,562.90	US\$ 1,326.95
Bola de cuero con punta de acero	Set-13	1	90	S/25.90	1.081	S/ 2,519.81	US\$ 732.79
Seguro contra todo riesgo	Set-19	1	90	S/287.44	0.925	S/ 23,929.06	US\$ 6,958.85
Viáticos y equipo		días					
Alquiler de radios	Abr-12	10	90	S/25.00	1.125	S/ 25,312.50	US\$ 7,361.17
Alimentación	Set-19	10	90	S/20.00	0.925	S/ 16,650.00	US\$ 4,842.02
Hospedaje	Set-19	10	90	S/20.00	0.925	S/ 16,650.00	US\$ 4,842.02
Traslado de personal: Camioneta 4*2 pick-up doble cabina	Mar-17	10	18	S/ 357.76	0.954	S/ 61,434.55	US\$ 17,865.89
Materiales		unidades					
Barraera de contención de pvc de 20in x 8in x 12in para derrames de hidrocarburos	Dic-16	1	100	S/ 4,647.31	0.972	S/ 451,718.53	US\$ 131,365.08
Cordón absorbente de 20 cm x 3 m aprox. para derrames de hidrocarburos	Nov-16	1	278	S/351.05	0.976	S/ 95,249.69	US\$ 27,699.73
Total						S/ 850,910.84	US\$ 247,454.92

Fuentes:

- Los salarios de los servicios profesionales y técnicos se obtuvieron del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo – MTPE (2014). "Informe: Principales Resultados de la Encuesta de Demanda Ocupacional en el Sector Minería e Hidrocarburos", MTPE.

- Equipos de protección personal (EPP) para los obreros, el ingeniero y el supervisor. La cotización de los equipos fue obtenida de Sodimac Constructor (septiembre 2013).

- El costo de alquiler de los equipos y compra de materiales fueron obtenidos de la revista "Costos: Construcción, arquitectura e ingeniería" (marzo 2017).

- El costo de barrera de contención fue adquirido del Osce. Orden de compra N° 4000003361, de nomenclatura: DIR-PROC-639-2016-OLE / PETROPERU-1

- El costo del cordón absorbente fue adquirido del Osce, orden de compra N° 4000003265, de nomenclatura: DIR-PROC-560-2016-OLE / PETROPERU-1

- La cantidad de materiales considera una longitud de 27,077 metros lineales

* El costo de la mano de obra se tomó del acta de acuerdos firmados sobre el jornal.

Elaboración: TFA

PAGINA EN BLANCO

Anexo 13

**Factores para la graduación de sanciones para las conductas infractoras por
cuya comisión el Tribunal de Fiscalización Ambiental confirmó la
responsabilidad de Petroperú**

PAGINA EN BLANCO

Cuadro N° 13: Factores para la graduación de sanciones para las conductas infractoras referidas a los derrames de Imaza y Morona*

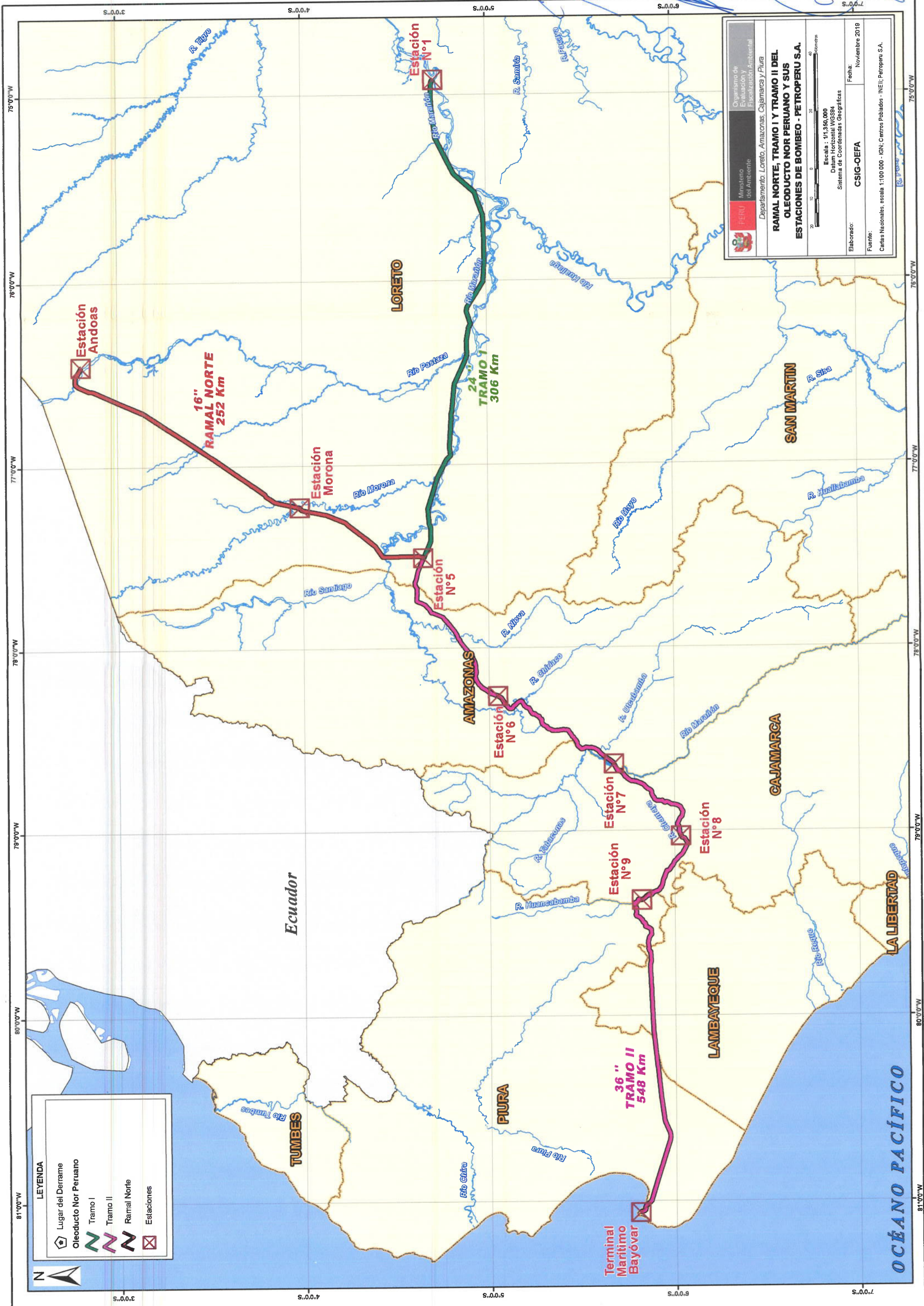
ÍTEM	CRITERIOS	CALIFICACIÓN	SUBTOTAL
		DAÑO REAL	
f1	GRAVEDAD DEL DAÑO AL AMBIENTE:		
1.1	El daño involucra uno o más de los siguientes Componentes Ambientales: a) Agua, b) Suelo, c) Aire, d) Flora y e) Fauna.		
	El daño afecta a un (01) componente ambiental.	30%	0%
	El daño afecta a dos (02) componentes ambientales.	60%	
	El daño afecta a tres (03) componentes ambientales.	90%	
	El daño afecta a cuatro (04) componentes ambientales.	120%	
	El daño afecta a cinco (05) componentes ambientales.	150%	
1.2	Grado de incidencia en la calidad del ambiente.		
	Impacto mínimo.	18%	0%
	Impacto regular.	36%	
	Impacto alto.	54%	
	Impacto total.	72%	
1.3	Según la extensión geográfica.		
	El impacto está localizado en el área de influencia directa.	30%	60%
	El impacto está localizado en el área de influencia indirecta.	60%	
1.4	Sobre la reversibilidad/recuperabilidad.		
	Reversible en el corto plazo.	18%	0%
	Recuperable en el corto plazo.	36%	
	Recuperable en el mediano plazo.	54%	
	Recuperable en el largo plazo o irrecuperable.	72%	
1.5	Afectación sobre recursos naturales, área natural protegida o zona de amortiguamiento.		
	No existe afectación o esta es indeterminable con la información disponible.	0%	0%
	El impacto se ha producido en un área natural protegida, zona de amortiguamiento o ha afectado recursos naturales declarados en alguna categoría de amenaza o en peligro de extinción, o sobre los cuales exista veda, restricción o prohibición de su aprovechamiento.	120%	
1.6	Afectación a comunidades nativas o campesinas.		
	No afecta a comunidades nativas o campesinas.	0%	90%
	Afecta a una comunidad nativa o campesina.	45%	
	Afecta a más de una comunidad nativa o campesina.	90%	
1.7	Afectación a la salud de las personas		
	No afecta a la salud de las personas o no se puede determinar con la información disponible.	0%	180%
	Afecta la salud de las personas.	180%	
f2.	PERJUICIO ECONÓMICO CAUSADO: El perjuicio económico causado es mayor en una población más desprotegida, lo que se refleja en la incidencia de pobreza total.		
	Incidencia de pobreza total		
	El impacto ocurre en una zona con incidencia de pobreza total hasta 19,6%.	12%	60%
	El impacto ocurre en una zona con incidencia de pobreza total mayor a 19,6% hasta 39,1%.	24%	
	El impacto ocurre en una zona con incidencia de pobreza total mayor a 39,1% hasta 58,7%.	36%	
	El impacto ocurre en una zona con incidencia de pobreza total mayor a 58,7% hasta 78,2%.	48%	
	El impacto ocurre en una zona con incidencia de pobreza total mayor a 78,2%.	60%	

* De acuerdo a la Tabla N° 2 y Tabla N° 3 de la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores de gradualidad a utilizar en la graduación de sanciones, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 007-2012-MINAM, aprobado mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD y modificada por Resolución de Consejo Directivo N° 024-2017-OEFA/CD.

PAGINA EN BLANCO


ÍTEM	CRITERIOS	CALIFICACIÓN	SUBTOTAL
f3.	ASPECTOS AMBIENTALES O FUENTES DE CONTAMINACIÓN: efluentes, residuos sólidos, emisiones atmosféricas, ruido, radiaciones no ionizantes, u otras.		
	El impacto involucra un (01) aspecto ambiental o fuente de contaminación.	6%	6%
	El impacto involucra dos (02) aspectos ambientales o fuentes de contaminación.	12%	
	El impacto involucra tres (03) aspectos ambientales o fuentes de contaminación.	18%	
	El impacto involucra cuatro (04) aspectos ambientales o fuentes de contaminación.	24%	
	El impacto involucra cinco (05) aspectos ambientales o fuentes de contaminación.	30%	
f4.	REINCIDENCIA EN LA COMISION DE LA INFRACCION:		
	Por la comisión de actos u omisiones que constituyan la misma infracción dentro del plazo de un (01) año desde que quedó firme la resolución de la sanciona la primera infracción.	20%	0%
f5.	CORRECCIÓN DE LA CONDUCTA INFRACTORA:		
	El administrado subsana el acto u omisión imputada como constitutivo de infracción administrativa de manera voluntaria, antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador.	--	0%
	El administrado, a requerimiento de la autoridad, corrige el acto u omisión imputada como constitutivo de infracción administrativa, calificada como incumplimiento leve, antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador. Dicha corrección debe estar adecuadamente acreditada.	--	
	El administrado, a requerimiento de la autoridad, corrige el acto u omisión imputada como constitutivo de infracción administrativa, calificada como incumplimiento trascendente, antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador. Dicha corrección debe estar adecuadamente acreditada.	-40%	
	El administrado, a requerimiento de la autoridad, corrige el acto u omisión imputada como constitutivo de infracción administrativa, luego del inicio del procedimiento administrativo sancionador, antes de la resolución final de primera instancia. Dicha corrección debe estar adecuadamente acreditada.	-20%	
f6.	ADOPCIÓN DE LAS MEDIDAS NECESARIAS PARA REVERTIR LAS CONSECUENCIAS DE LA CONDUCTA INFRACTORA		
	No ejecutó ninguna medida.	30%	20%
	Ejecutó medidas tardías.	20%	
	Ejecutó medidas parciales.	10%	
	Ejecutó medidas necesarias e inmediatas para remediar los efectos de la conducta infractora.	-10%	
f7.	INTENCIONALIDAD EN LA CONDUCTA DEL INFRACTOR:		
	Cuando se acredita o verifica la intencionalidad.	72%	0%
Total Factores: F= (1 + f1+f2+f3+f4+f5+f6+f7)			516%

PAGINA EN BLANCO



LEYENDA

- Lugar del Derrame
- Oleoducto Nor Peruano
- Tramo I
- Tramo II
- Ramal Norte
- Estaciones

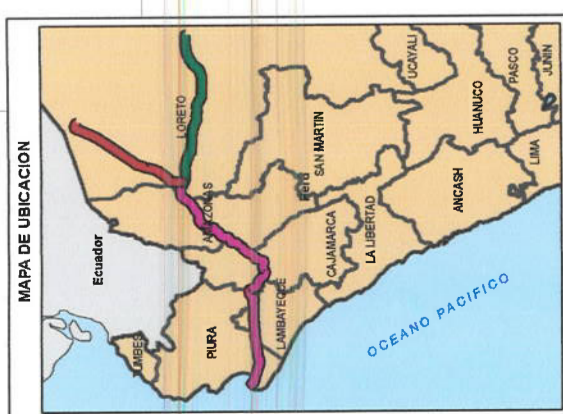
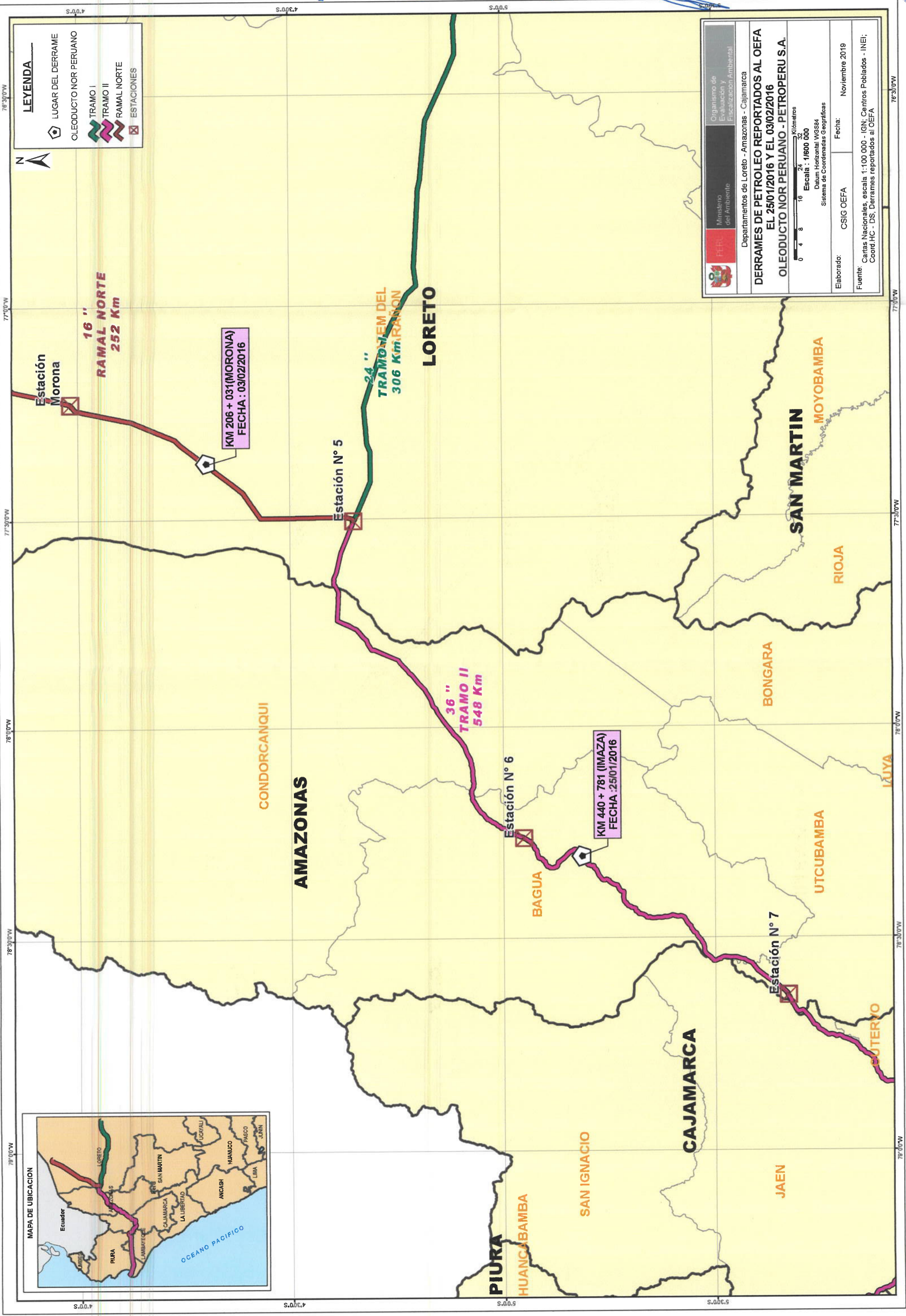

 Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
 Ministerio del Ambiente
 Departamento: Loreto, Amazonas, Cajamarca y Piura

RAMAL NORTE, TRAMO I Y TRAMO II DEL OLEODUCTO NOR PERUANO Y SUS ESTACIONES DE BOMBEO - PETROPERU S.A.

Escala: 1/1,350,000
 Datum Horizontal: WGS84
 Sistema de Coordenadas Geográficas

Elaborado: CSIG-OEFA
 Fecha: Noviembre 2019
 Fuente: Cartas Nacionales, escala 1:100,000 - IGN; Centros Poblados - INEI; Petroperu S.A.





LEYENDA

- LUGAR DEL DERRAME
- OLEODUCTO NOR PERUANO
- TRAMO I
- TRAMO II
- RAMAL NORTE
- ESTACIONES

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental

Ministerio del Ambiente

Departamentos de Loreto - Amazonas - Cajamarca

DERRAMES DE PETROLEO REPORTADOS AL OEFA EL 25/01/2016 Y EL 03/02/2016

OLEODUCTO NOR PERUANO - PETROPERU S.A.

Escala: 1/600 000
Datum Horizontal: WGS84
Sistema de Coordenadas Geográficas

Elaborado: CSIG OEFA Fecha: Noviembre 2019

Fuente: Cartas Nacionales, escala 1:100 000 - IGN; Centros Poblados - INEI; Coord.HC - DS, Derrames reportados al OEFA

Handwritten signature