

Pontificia Universidad Católica del Perú

Facultad de Derecho



Trabajo de Suficiencia Profesional para obtener el Título de Abogada

**Informe sobre el Procedimiento Administrativo Sancionador Ambiental de OEFA
contra PETROPERÚ por el Derrame de Petróleo en el km 41+833: Caso Cuninico**

Autor

Cueto La Rosa, Vanessa Leticia María

Revisor

Ramírez Parco, Gabriela Asunción

Lima, 2021

RESUMEN

El presente informe contiene el análisis jurídico de la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI de OEFA contra PETROPERÚ por el derrame de petróleo en el km 41+833, ubicado en la localidad de Cuninico, distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto. El análisis aborda la implementación de los principios de responsabilidad ambiental y de prevención en el procedimiento administrativo sancionador ambiental, así como la conceptualización e implementación de las medidas y sanciones por daño ambiental por el derrame bajo análisis, siendo fundamental el abordaje de este tema dado que en la amazonía peruana se superponen territorios de pueblos indígenas con actividades de hidrocarburos por lo que es importante lograr la sostenibilidad ambiental y la aplicación eficiente y efectiva de la fiscalización ambiental. En ese sentido, se analiza como OEFA determina la responsabilidad administrativa ambiental de PETROPERÚ, el daño a la fauna y flora (daño ecológico) y el daño a la vida y salud (daño por influjo ambiental), así como las medidas y sanciones impuestas por dicho organismo a la empresa titular. Para ello, utilizamos un análisis sistémico normativo con el fin de lograr un análisis integral, comparando dicha resolución con otras resoluciones relacionadas con casos de derrames de petróleo en el Oleoducto Nor Peruano. Además se realiza un análisis de la situación actual del caso y concluyéndose que si bien se determina responsabilidad administrativa contra Petroperú, aplicándose el procedimiento excepcional en el marco de la Ley N° 30230, por el cual se impone sólo medidas correctivas, consideramos que si se incluía un concepto integral de salud (daño mental y/o social) de los pueblos indígenas, el procedimiento sancionador pudo haber sido ordinario y por tanto el titular merecer una sanción (multa).

A mi padre Juan de Dios Cueto Briceño



INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DE LA RESOLUCIÓN	5
3. RELACIÓN DE LOS HECHOS SOBRE LOS QUE VERSA LA CONTROVERSA	6
4. IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS JURÍDICOS	8
5. ANÁLISIS Y POSICIÓN FUNDAMENTADA SOBRE LOS PROBLEMAS JURÍDICOS.....	9
5.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA JURÍDICO PRINCIPAL: ¿PETROPERÚ TIENE RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA AMBIENTAL POR EL DERRAME DEL PETRÓLEO? ...	9
5.1.1. <i>Del procedimiento administrativo sancionador</i>	9
5.1.2. <i>De la importancia del derecho ambiental y del procedimiento administrativo sancionador ambiental - PAS.....</i>	10
5.1.3. <i>Sobre las cuestiones procesales y el debido procedimiento administrativo </i>	15
5.1.4. <i>De la responsabilidad administrativa ambiental de Petroperú.....</i>	19
5.2 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS JURÍDICOS SECUNDARIOS	23
5.2.1. <i>¿Petroperú incumplió con el IGA (PAMA) para prevenir derrames?</i>	23
5.2.2. <i>Análisis del problema jurídico 2: ¿Petroperú incumplió con su Plan de Contingencia?</i>	31
5.2.3. <i>Análisis del problema jurídico 3: ¿Petroperú generó daño real a la fauna, flora, vida y salud humana?.....</i>	33
5.2.4. <i>Análisis del problema jurídico secundario 4: ¿Qué medida administrativa y sanción se le impondría por las infracciones ambientales del derrame de petróleo?</i>	42
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	47
7. BIBLIOGRAFÍA.....	50

1. INTRODUCCIÓN

El Oleoducto Norperuano es uno de los proyectos más importantes que se han realizado en los últimos 100 años en el país, dado que se encarga del transporte de hidrocarburos desde la amazonía peruana hasta la costa del país, pasando por 5 departamentos y cruzando 13 importantes ríos del Perú (Petroperú:2021).

Este proyecto viene operando desde los años 70 por la empresa Petroperú (en adelante el administrado), y causa preocupación por la serie de derrames de petróleo que se han producido durante su operación, sobre todo en áreas de influencia de comunidades nativas que utilizan el río para uso directo, así como para actividades económicas como la pesca, además de utilizar los suelos para actividades de agricultura.

En ese sentido, en el presente documento analizaremos la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI (en adelante la Resolución) por el cual se inició un procedimiento administrativo sancionador (PAS) ambiental debido al derrame de petróleo sucedido en el Tramo I km 41+833, ubicado en Cuninico, Urarinas, Loreto, con la finalidad de presentar y analizar los problemas jurídicos que existen en este caso y que nos permitirán dar recomendaciones para mejorar los procesos administrativos sancionadores ambientales.

Para el presente análisis, se ha dividido el informe en una primera parte en donde se presenta una introducción al análisis, una segunda parte donde se presenta la justificación de la elección del caso, una tercera parte donde se describen los hechos relevantes del caso, una cuarta parte donde se identifican los principales problemas jurídicos, una quinta parte en donde se presenta el análisis de los problemas jurídicos y finalmente las conclusiones y recomendaciones.

Asimismo se utilizará en el presente informe un análisis sistémico normativo; la utilización de este método es clave para interpretar una norma conjuntamente con el resto del marco jurídico, y de esta manera poder tener una análisis jurídico integral. Asimismo compararemos dicha resolución con otros casos de derrames de petróleo del oleoducto considerando también legislación ambiental actualizada a fin de poder complementar las recomendaciones.

2. JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DE LA RESOLUCIÓN

Se ha elegido dicha resolución pues aborda un problema de preocupación para el derecho ambiental en el Perú, que es el como se viene implementando los principios de responsabilidad ambiental y de prevención en la fiscalización de actividades de hidrocarburos. Nos parece relevante mencionar que en el Perú existen actividades de hidrocarburos en la amazonia, zona de gran biodiversidad y hogar de pueblos indígenas, lo cual aumenta el reto del derecho de aportar a lograr la sostenibilidad ambiental y la aplicación eficiente y efectiva de la fiscalización ambiental.

Cabe recordar que en nuestro país, el derecho a gozar de un medio ambiente adecuado es un derecho constitucional, estipulado en el artículo 2.22 de la Constitución Política de 1993, esto ha implicado que durante estos años se generen una serie de normas ambientales cada vez más específicas y transectoriales y se creen autoridades e instituciones ambientales, con el fin de hacer cumplir este derecho, además de incluir la importancia de entender a este derecho como un derecho humano y no sólo como parte de trámites administrativos.

Si bien la Declaración de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente Humano establecía que: “Principio 1: El hombre tiene derecho fundamental a la libertad, la igualdad y el disfrute de condiciones de vida adecuadas en un medio ambiente de calidad tal que le permita llevar una vida digna y gozar de bienestar, y tiene la solemne obligación de proteger y mejorar el medio ambiente para las generaciones presentes y futuras” (1972: 4, subrayados míos) y posteriormente en el Protocolo de San Salvador se reconocía que: “1. Toda persona tiene derecho a vivir en un medio ambiente sano y a contar con servicios públicos básicos. 2. Los Estados partes promoverán la protección, preservación y mejoramiento del medio ambiente” (Huertas 2012: 69, subrayados míos), creemos que aún sigue siendo un reto su implementación en el Perú, ya que existen una serie de conflictos sociales amazónicos aún latentes relacionados a los derrames de petróleo que no permiten un desarrollo adecuado para los peruanos que habitan en dicha zona.

Asimismo, nos parece relevante la discusión que presenta la resolución sobre qué entendemos por medio ambiente y por daño ambiental, cabe señalar que existen sentencias del Tribunal Constitucional como la del Expediente N° 0048-2004-PI/TC que indica: “el medio

ambiente alude al compendio de elementos naturales, sociales y culturales que existen en un lugar y en un tiempo determinado que influyen y condicionan la vida humana y de los demás seres vivientes” (2004: 16-17). Este concepto de medio ambiente que señala el tribunal es clave para el análisis que realizaremos, dado que nos muestra que al hablar de medio ambiente no sólo se hablamos de elementos naturales si no también de los sociales y culturales.

Por ello, es importante también tomar en cuenta que este caso se vincula a otros casos de derrames de petróleo en el mismo oleoducto y que hasta a la fecha continúan generando un impacto ambiental negativo, por ello habría que preguntarnos si las medidas correctivas y las sanciones impuestas realmente están solucionando el problema ¿realmente estamos resguardando esa calidad del ambiente en donde las personas, en este caso los pueblos indígenas, pueden desarrollarse con dignidad y bienestar? ¿realmente estamos resguardando el bien jurídico ambiente? ¿estamos pensando en las generaciones futuras de peruanos que habitan en las áreas de derrames de petróleo? ¿cómo se puede aportar desde este caso en específico?

Consideramos, que el análisis de la resolución puede aportar en la mejora del procedimiento administrativo sancionador ambiental que permita cumplir y resguardar el derecho a un medio ambiente sano, teniendo en cuenta que en este caso, el infractor es una empresa estatal y donde, ni las medidas correctivas ni la imposición de la multas ha servido para disuadir la conducta.

3. RELACIÓN DE LOS HECHOS SOBRE LOS QUE VERSA LA CONTROVERSIA

Petroperú S.A, a través del Oleoducto Nor Peruano (ONP), se encarga de realizar actividades de transporte de hidrocarburos. El oleoducto, está conformado por dos ramales, el ducto principal, se divide en el Tramo I que empieza en la Estación 1 y finaliza en la Estación 5, ubicado en Saramiriza, mientras que el Tramo II va de la Estación 5 a la 6, 7, 8 y 9 y llega hasta el Terminal de Bayovar (Petroperú: 2021).

Esta infraestructura se superpone con territorios de pueblos indígenas que habitan en la amazonía peruana, las mismas que conviven con estas actividades, así como con zonas de gran biodiversidad, desde el año 2000 al 2019 se han generado 474 vertimientos entre el Oleoducto Norperuano y los lotes petroleros que se encuentran en la zona (León y Zuñiga 2020:44).

El administrado inició operaciones en el año 1976, en el año 1995 recién se aprobó su su Plan de Adecuación y Manejo Ambiental (en adelante PAMA), el mismo que fue aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos- DGH del Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Cabe señalar, que a la fecha no se ha realizado una modificación o actualización integral del mismo, sólo en el año 2003, se aprobó la modificación del Impacto N° 19 relacionado a la evaluación e instalación de válvulas en el cruce de los ríos.

Cabe señalar, que el mismo PAMA ya señalaba que las principales causas o motivos del deterioro ambiental era el reducido mantenimiento preventivo que se realiza, así mismo menciona que el plan de mantenimiento no se había estado ejecutando totalmente por falta de presupuesto (1994: 56).

Es en este contexto, el 1 de julio de 2014, el administrado informa que el 30 de junio del mismo año, se produjo un derrame de petróleo cerca del Km 39+584 del Tramo I por causas no determinadas; el reporte indicó que se había presentando la existencia de una gran cantidad de petróleo en el canal de flotación, llegando incluso hasta el río Cuninico.

Un hecho relevante fue la publicación de la Ley N° 30230, “Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión del país”, el 12 de julio del mismo año, que incluye el artículo 19 el cual señala que OEFA tramitaría procesos sancionadores extraordinarios durante tres años, en este periodo se privilegiarían acciones correctivas de conductas infractoras en materia ambiental¹, con ello se pasa a analizar si Petroperú califica para una proceso extraordinario. La aprobación de esta norma causó gran preocupación en la sociedad civil y de los gobiernos regionales, interponiéndose una demanda de inconstitucionalidad sobre la misma.

Cabe señalar que de acuerdo a los hechos citados en la resolución bajo análisis, OEFA realizó varias supervisiones especiales del 2 al 5, del 9 al 13 y del 22 al 25 de julio de 2014, en donde levantó varias observaciones que sirvieron para el análisis del Informe Técnico Acusatorio del 5 de agosto. En estas supervisiones se pudo evidenciar la existencia de petróleo sobre la flora y la fauna.

¹ Actualmente dicha norma no está vigente. La Sentencia del TC en el Exp. 003-2015-PI/TC y 0012-2015-PI/TC contra ciertos artículos de la Ley N° 30230 declara la constitucionalidad del artículo 19. Sin embargo, el voto singular del magistrado Espinosa-Saldaña Barrera señala que ha operado la sustracción de la materia, pues a la fecha ya habían transcurrido tres años en los que tuvo efectos esta regulación.

El 5 de agosto de 2014, el administrado informó el lugar exacto del evento siendo este el Km 41+833, en la localidad de Cuninico, siendo el área afectada de 87,000 metros cuadrados y el volumen derramado aproximadamente de 2,358 barriles (99,036 galones) de petróleo.

Asimismo, el 6 de agosto de 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA inició un procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú por la comisión de infracciones ambientales.

Los presuntos incumplimientos inputados al administrado fueron: a) incumplimiento del PAMA por no haber realizado acciones de mantenimiento generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana, b) no detectar ni controlar a tiempo el derrame generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana y c) el administrado sería responsable del derrame generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana (ha generado un impacto al ambiente) (OEFA 2015: 9-10-11). Cabe señalar, que estas conductas infractoras fueron calificadas como muy graves y ameritaban, de ser el caso, una eventual sanción.

Con fecha 27 de agosto de 2014, la empresa presentó sus descargos señalando que no tenía responsabilidad administrativa por las infracciones señaladas por OEFA, presentando argumentos tanto de carácter procesal como sustancial.

Finalmente, el 21 de septiembre de 2015 se declara la existencia de responsabilidad administrativa ambiental al administrado debido a derrame de petróleo en el Tramo I del oleoducto.

4. IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS JURÍDICOS

El principal problema jurídico es determinar y analizar “Si ¿Petroperú tiene responsabilidad administrativa ambiental por el derrame del petróleo?”. En ese sentido, es clave realizar un análisis de los problemas secundarias que nos ayudarán a responder la pregunta principal.

- ¿Petroperú incumplió con el IGA (PAMA) para prevenir derrames?
- ¿Petroperú incumplió con los objetivos de su plan de contingencia?

- ¿Petroperú generó daño real a la fauna, flora, vida y salud humana?
- ¿Qué medida administrativa y sanción le corresponde por las infracciones ambientales?

5. ANÁLISIS Y POSICIÓN FUNDAMENTADA SOBRE LOS PROBLEMAS JURÍDICOS

5.1 Análisis del problema jurídico principal: ¿Petroperú tiene responsabilidad administrativa ambiental por el derrame del petróleo?

5.1.1. Del procedimiento administrativo sancionador

Podemos partir señalando que de acuerdo a la normativa nacional se entiende el procedimiento administrativo como: “el conjunto de actos y diligencias tramitadas en las entidades, conducentes a la emisión de un acto administrativo que produzca efectos jurídicos individuales o individualizables sobre intereses, obligaciones o derechos de los administrados” (TUO de la Ley N° 27444, 2019: art.29). Este procedimiento, no debe ser visto como un proceso de trámites sino como el mecanismo que sirve justamente para garantizar derechos constitucionales.

En ese sentido, estamos de acuerdo con Carhuatocto cuando señala que: “el procedimiento administrativo es el mecanismo usado por el Estado para brindar las condiciones necesarias para garantizar derechos constitucionales y apoyar en el resguardo del interés general de la sociedad” (2020: 22). Por ende la importancia del procedimiento administrativo para asegurar el cumplimiento del derecho a un ambiente equilibrado y sano.

Esto lo podemos ver en lo señalado por Lopez cuando afirma que: “las normas del procedimiento administrativo no deben limitarse a garantizar los derechos de los ciudadanos deben también garantizar el interés público”(1981: 91), en ese sentido podemos entender como interes público, el interes general de los ciudadanos para poder vivir en un ambiente adecuado.

Respecto, al procedimiento administrativo sancionador se entiende como: “el conjunto concatenado de actos que deben seguirse para imponer una sanción administrativa” (Morón 2020: 391) y que tiene por finalidad de acuerdo a lo señalado por Guzmán: “hacer posible que

la administración haga efectivas sanciones contra los administrados ante la comisión de infracciones graves y desventajosas impuestas al administrado como consecuencia de la comisión de una infracción”(2019:19).

Por ello, el procedimiento administrativo sancionador no sólo debe ser visto como el proceso por el cual se busca una sanción pecunaria sino también se busca el desincentivar conductas negativas que producen el incumplimiento de obligaciones, en ese sentido estamos de acuerdo con lo señalado por Vergaray Nejar y Gómez Apac cuando señalan que: “la intención de la sanción administrativa se enfoca en la necesidad de desincentivar conductas consideradas socialmente indeseable, pero que no se consideran de suficiente gravedad como para tipificarlas penalmente” (2009:403). El problema con ello es que dicha lógica, como hemos visto en los últimos años, no ha funcionado con los administrados que son empresas estatales pues las multas no los disuaden realmente.

Recordemos que por el año 2014, el profesor Sanz Rubiales, nos comentaba los problemas que habían tenido en España con respecto a la implementación de sanciones ambientales a empresas del Estado, dichas sanciones eran pecuniarias y terminaban siendo pagadas por los propios ciudadanos y no desincentivando la conducta infractora, proponiendo que la sanción debería ser la inhabilitación de autoridades (citado en OEFA 2014: 26).

En ese sentido, para poder determinar responsabilidad administrativa es necesario que se cumplan con las reglas del procedimiento administrativo y en específico del procedimiento administrativo sancionador, esta determinación también debe incluir esta mirada de derecho, en búsqueda de la protección del bien jurídico ambiente.

Cabe señalar, que al ser el administrado, una empresa pública, debe también observar y velar por los derechos humanos, tales como el derecho a un medio ambiente sano, así como al derecho a la identidad cultural en sus operaciones, para ello en la actualidad debería considerar los principios rectores sobre las empresas y derechos humanos.

5.1.2 De la importancia del derecho ambiental y del procedimiento administrativo sancionador ambiental - PAS

Como ya lo hemos señalado el artículo 2.22 de la Constitución Política del Perú de 1993 establece que toda persona tiene derecho a: “...a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida” (1993, art. 2). Igualmente, la Ley General del Ambiente, incluye el derecho de vivir en un ambiente saludable, así como: “el deber de contribuir a una efectiva gestión ambiental y de proteger el ambiente, así como sus componentes, asegurando particularmente la salud de las personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica, el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y el desarrollo sostenible del país” (2005: art. I, subrayados míos), como podemos ver, esta ley incluye este nexo clave entre derecho ambiental y derecho a la salud pero no sólo de manera individual sino también colectiva por ello como veremos más adelante la norma no sólo se trata de proteger de una manera idealista el ambiente, sino que busca finalmente que la gestión ambiental apoye en el desarrollo del país, un desarrollo en donde el eje ambiental también se convierta en una prioridad.

Asimismo, el TC en el Exp. 0018-2001-TI/TC considera medio ambiente al: “conjunto de bases naturales de la vida y su calidad lo que comprende, a su vez, sus componentes bióticos como los componentes abióticos e incluso la ecósfera, esto es la suma de todos los ecosistemas que son comunidades de especies que forman una red de interacciones de orden biológico, físico y químico. A todo ello, habría que sumar los elementos sociales y culturales aportantes del grupo humano que lo habite” (2002: fundamento 6). En ese sentido, el bien jurídico protegido ambiente, incluye también las interacciones sociales y culturales de las personas en un ecosistema, en el presente caso este aspecto es clave para determinar finalmente la responsabilidad administrativa de Petroperú.

Por estas consideraciones creemos que es necesario ver al PAS ambiental como: “las principales herramientas del ordenamiento jurídico para proteger el derecho a un ambiente adecuado y la salud colectiva además de la identidad étnica y cultural, la razón es su doble enfoque preventivo y sancionador que permite adoptar medidas idóneas para resguardar y restaurar el mismo y para desincentivar a los infractores que se traducen en la sanción pecuniaria (multa) y la medida correctiva” (Carhuatocto 2019: 18).

En relación al PAS ambiental, este se enmarca en los principios administrativos, ambientales y las reglas establecidos en la Ley General del Ambiente, TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y

Fiscalización Ambiental, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, y por la Resolución del Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD (norma actualmente vigente), entre otras.

El OEFA tiene la función de fiscalización, a través de la cual evalúa, supervisa, fiscaliza y sanciona, aplicando medidas como sanciones, multas, amonestaciones, entre otros. Asimismo, OEFA ejerce la potestad sancionadora, siendo una institución fundamental para asegurar el cumplimiento de las obligaciones ambientales.

El PAS ambiental consiste en un conjunto de actos que investigan la posible infracción administrativa por incumplir con una obligación ambiental, pudiendo aplicar medidas correctivas y sanciones. Cabe señalar, que el PAS de la presente resolución, se inició en el marco del Reglamento PAS (RCD N° 012-2012-/CD), actualmemente derogado, es así que la Dirección de Supervisión remitió el Informe Técnico Acusatorio -ITA a la Subdirección de Instrucción e Investigación y se inició este proceso contra el administrado a través de la RSD 380-2014-OEFA-DFSAI/SDI. Cabe señalar, que con dicho reglamento la resolución final del PAS incluía tanto medidas correctivas como sanciones.

Cuadro 1: Regulación previa Ley N° 30230

RCD N° 012-2012-OEFA-CD (antes de la Ley 30230)



Elaboración propia. Fuente: RCD N° 012-2012-OEFA-CD

Luego, se publicó la Ley N° 30230, ley enfocada en promover inversiones y que priorizo medidas correctivas y los PAS se volvieron excepcionales, suspendiendo la potestad sancionadora de OEFA por tres años, como lo podemos ver a continuación:

Cuadro 2: Regulación post Ley N° 30230



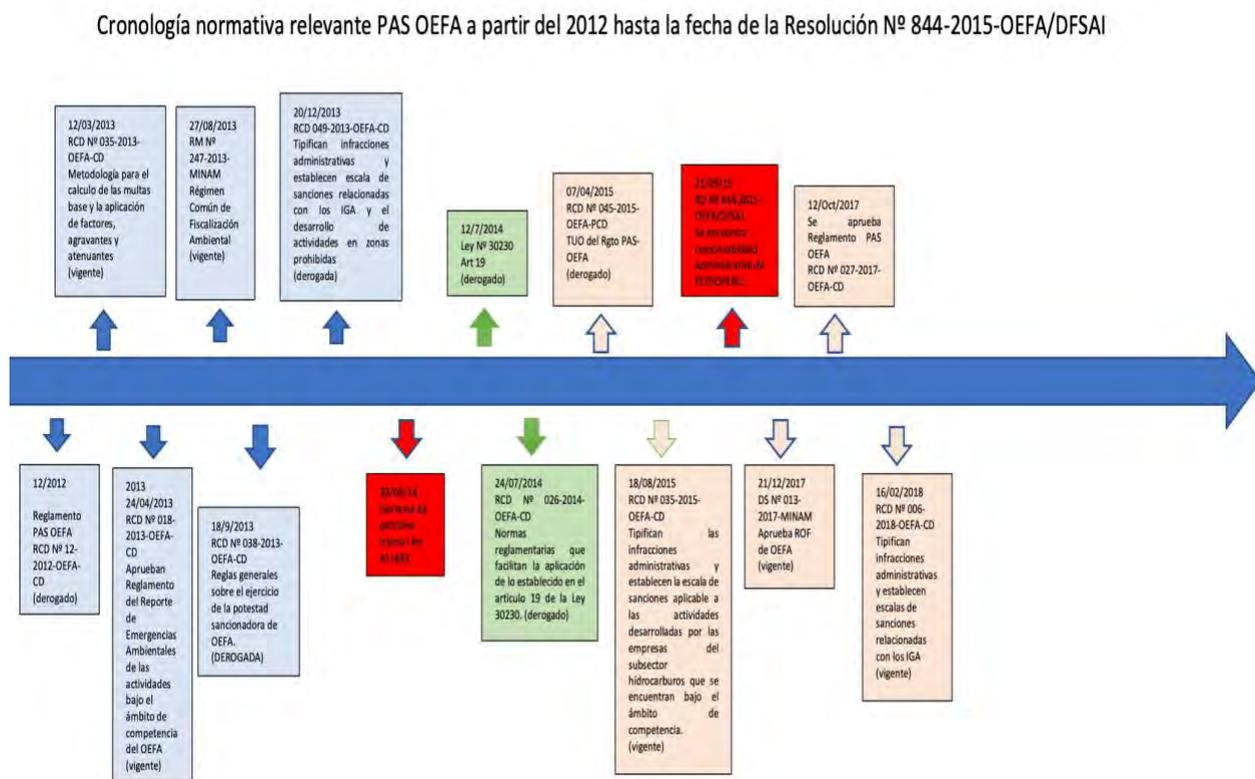
Elaboración propia

En ese sentido, por un lapso de 3 años, de encontrarse responsabilidad administrativa a un administrado, se suspendería el PAS con excepción de los casos en que se de un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas (objetiva, individualizada y acreditada); que no se cuente con un IGA o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas, y la reincidencia. Esta temporalidad no tuvo sustento técnico y tampoco la priorización de este tipo de daño, que como veremos más adelante es complicado de demostrar.

Cabe señalar, que a partir del 2014 se cambió la estrategia de priorizar las acciones punitivas (multas) por las acciones que priorizan medidas correctivas. Sin embargo, hemos visto que no existen mecanismos eficaces para dar cumplimiento a las medidas correctivas pues las multas coercitivas no han conseguido históricamente dicho fin. Es importante mencionar que con respecto al impacto que tuvo esta norma, en su momento la presidenta del OEFA señaló que si bien dicha norma indicaba que se priorizaría el principio de prevención, ésta no se ha logrado tal fin. Ésta norma fue aplicada al presente caso y por ende se utiliza como marco legal.

En ese sentido, presentamos el siguiente cuadro que resume los cambios en la normativa de OEFA hasta la fecha de la resolución bajo análisis incluyendo el reglamento de PAS actual:

Cuadro 3: Línea de tiempo de la normativa PAS



Elaboración propia

El PAS ambiental toma en cuenta dos principios que consideramos claves que se encuentran en la Ley General del Ambiente, el principio de prevención el cual señala que: “la gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental...” (2005: art. VI) y el principio de responsabilidad ambiental, que señala: “El causante de la degradación del ambiente y de sus componentes, sea una persona natural o jurídica, pública o privada, está obligado a adoptar inexcusablemente las medidas para su restauración, rehabilitación o reparación según corresponda o, cuando lo anterior no fuera posible, a compensar en términos ambientales los daños generados, sin perjuicio de otras responsabilidades administrativas, civiles o penales a que hubiera lugar” (2005: art. IX).

Como vemos el principio de prevención es clave para los procedimientos administrativos ambientales, dado que lo que se busca es que la acción que ha causado un impacto negativo no se vuelva a repetir. Sobre este principio, el TC peruano se ha pronunciado en varias ocasiones señalando su importancia y el deber del Estado de realizar acciones para poder prevenir daños, por ello insta a que no se deba pensar sólo en reparación de daños sino también en la prevención de los mismos (Exp N° 3510-2003-AA/TC, 2005 y Exp N° 1206-2005- AA/TC, 2007).

Podemos concluir señalando, que el procedimiento administrativo sancionador ambiental, debe tener como prioridad no solo reparar el daño si no que la infracción realizada por un administrado no se vuelva a repetir; para ello es importante cumplir con el fin del principio de prevención, donde el proceso respete los principios y las reglas del derecho administrativo y del PAS, dado que finalmente lo que se busca es velar por derechos constitucionales.

5.1.3 Sobre las cuestiones procesales y el debido procedimiento administrativo

Antes de iniciar con el análisis de la responsabilidad administrativa, presentaremos las cuestiones procesales que argumentó el administrado.

En relación al *principio de legalidad*, el administrado indicó que la RSD N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, vulneraba este principio, así como el de taxitividad/tipicidad, dado que la conducta infractora de no detectar y no controlar a tiempo el derrame, no guardaba relación con la conducta señalada en el Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones, puesto que éste se refería al incumplimiento del IGA y al daño real a la flora y/o fauna (OEFA 2015: 46).

Este argumento, no tuvo sustento puesto que dicha conducta hacía referencia al Plan de Contingencia, el mismo que forma parte del PAMA del administrado y por ende dicha conducta se encontraba recogida en la página 27 de dicho plan. Por ello, estamos de acuerdo con este análisis de OEFA dado que el PAMA señala claramente como objetivo: “proteger el ambiente de la posible contaminación que originarían inadecuadas prácticas operativas o derrames en el transporte de petróleo a través del oleoducto nor peruano y ramal norte” (1994: 8), siendo el

Plan de Contingencia (en adelante PC) el instrumento en el cual se incluye las acciones a realizar en caso de derrame de petróleo (1994: 56).

El principio de legalidad, establecido en el literal d) del Numeral 24 del Artículo 2° de la Constitución Política del Perú, señala que: “nadie será procesado ni condenado por acto u omisión que al tiempo de cometerse no esté previamente calificado en la ley, de manera expresa e inequívoca, como infracción punible; ni sancionado con pena no prevista en la ley” (1993: artículo 2.24). Hubiera sido positivo que OEFA también incluya la definición de la Ley General de Procedimiento administrativo general- LGPA, Ley 27444, en relación a que: “las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas” (2001: art. Artículo IV. 1.1), puesto que se hubiera resaltado la importancia no sólo de la ley sino de una visión más integral de este principio.

De acuerdo, a Morón Urbina en relación al principio de legalidad: “con el advenimiento del constitucionalismo, la constitucionalidad supera la mera legalidad, de modo que ahora la legalidad no puede entenderse sino como deber de apegarse en lo formal, de fondo y teleológico a la juridicidad” (2020: 78). Por ende, no se debe tener una mirada legalista sino más bien de derecho, en ese sentido creemos que no se estaría vulnerando el principio de legalidad. La actuación de OEFA, en el marco de la protección del bien jurídico ambiente, se dio en marco de las normas que otorgaron facultades para actuar en el proceso administrativo sancionador ambiental, a través de la potestad sancionadora.

En relación al principio de tipicidad o taxatividad, este se encuentra regulado en el numeral 4 del artículo 230 de la Ley N° 27444, señalando que: “solo constituyen conductas sancionables administrativamente aquellas infracciones establecidas expresamente en norma con rango de ley, señalando además que lo que es considerado como infracciones y sanción no está sujeta a una reserva de ley absoluta , dado que también `puede ser regulado a través de reglamento”(2001: art. 230). Para el presente caso, consideramos que se cumplió con dicho principio, dado que la infracción se encuentra tipificada en una norma con rango de ley, como es el artículo 17 de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental- SINEFA, Ley N° 29325, en donde claramente se señala como infracción: “b) El incumplimiento de las obligaciones a cargo de los administrados establecidas en los

instrumentos de gestión ambiental señalados en la normativa ambiental vigente” (2009: art. 17).

En relación al principio de verdad material, también señalado por el administrado como vulnerado, Jiménez señala:

Así pues, el principio de verdad material establece que la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo para sus respectivas decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias y autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas. El interesado debe ser el indicado, los documentos presentados por él deben ser auténticos, las invocaciones de hechos deben responder a la realidad, etcétera. En buena cuenta, todo lo que obre en el expediente administrativo o que sirva de fundamento para una actuación o resolución administrativa debe responder únicamente a la verdad (2011: 67).

En este caso, OEFA señaló que: “el inicio del procedimiento administrativo sancionador no requiere un grado de certeza sobre los hechos imputados, sino contar con elementos preliminares que adviertan la existencia de una presunta infracción”² (2015: 52). En ese sentido, consideramos que todas las acciones desarrolladas por la autoridad han permitido contar con medios probatorios preliminares, como las actas de supervisión, los informes técnicos, entre otros. En ese sentido, es importante considerar lo señalado en el artículo 16 del TUO del RPAS sobre la presunción de verdad de toda la información recogida. Por lo tanto no estamos de acuerdo con los argumentos del administrado con respecto a la vulneración del principio de verdad material.

De otro lado, este principio se relaciona con el principio de colaboración entre entidades públicas, siendo que se trata de derechos constitucionales colectivos como es el caso del medio ambiente, es necesario que se solicite información a otras entidades gubernamentales para la protección de los derechos de los administrados. Creemos que en este punto, OEFA debió

² PETROPERU, argumentó que existía vulneración dado que la carga de la prueba recaía sobre OEFA, las imputaciones no se sustentaban en medios probatorios ni elementos indiciarios que quiebren la presunción de inocencia de Petroperú y que se incorporaron de manera tardía los resultados de laboratorio de las muestras tomadas por el OEFA.

coordinar mejor con las entidades del gobierno, de tal manera que se pudiera tener informes técnicos de otras entidades de manera oportuna para incluirlos en el procedimiento como es el caso de la autoridad de salud (Morvelli 2018:37) y la autoridad de pueblos indígenas.

Otro principio que señaló el administrado como vulnerado fue el principio de debido procedimiento por tres motivos: a) falta de motivación respecto al volumen de petróleo, b) por otorgamiento de plazos irracionales, c) notificación de folios ilegibles y d) porque OEFA entrevistó a una persona de la empresa LAMOR. (OEFA 2015: 53-57).

Consideramos que los argumentos señalados por OEFA desestimando lo señalado por el administrado es lo correcto dado que en primer lugar, la metodología aplicada fue detallada por la autoridad técnica competente y era de conocimiento del administrado; así mismo en relación a los plazos se comprobó el cumplimiento del artículo 132° de la LPAG aplicándose un plazo máximo de diez días hábiles a partir de la solicitud.

Asimismo, en relación a los folios ilegibles, OEFA demostró que frente a la solicitud de PETROPERU estos fueron nuevamente remitidos y sobre la entrevista realizada por OEFA a una persona de la empresa LAMOR señaló que esta se dio en el marco de la supervisión directa realizada.

Por ello, creemos que efectivamente se cumplieron con los principios del proceso sancionador, sin embargo, un tema no discutido en la resolución, es el referente a la importancia de la coordinación entre entidades del gobierno, esto hubiera apoyado a generar mayores pruebas y argumentos relacionados al tema de salud ambiental, como por ejemplo la ausencia de un informe vinculante sobre el tema de salud y de la opinión técnica de la autoridad encargada de los pueblos indígenas en torno a las afectaciones sociales. Cabe señalar que el administrado no usó su derecho a impugnar la resolución quedando firme.

Asimismo, una introducción importante en las normas de derecho administrativo posterior al caso, es la incorporación del enfoque intercultural señalado en el artículo 47 del TUO de la Ley de Procedimiento Administrativo General - LPAG, de la revisión de la resolución creemos que la misma careció de este enfoque, que considera lo siguiente:

Las autoridades administrativas deben actuar aplicando un enfoque intercultural, coadyuvando a la generación de un servicio con pertinencia cultural, lo que implica la adaptación de los procesos que sean necesarios en función a las características geográficas, ambientales, socioeconómicas, lingüísticas y culturales de los administrados a quienes se destina dicho servicio (2019: art.47).

En este sentido, estamos de acuerdo con Morón cuando señala: “En nuestro país la incorporación de esta regla es fundamental. Tan fundamental como desatendida por la administración gubernamental por largos años, no obstante los compromisos internacionales que el Estado ha asumido y las diversas normas que ya existen en nuestro país al respecto” (2020:436). Asimismo, esta incorporación implicaría la inclusión de la cosmovisión y concepciones de desarrollo y bienestar de los diferentes grupos de la población, sobre todo los pueblos indígenas (Morón 2020: 437), como vemos si bien es clave la incorporación de la lengua indígena, tal como señala la Sentencia del TC Exp. 00889-2017-PA/TC de abril 2018, en relación a que los procedimientos administrativos deben tomar en consideración la lengua originaria frente a cualquier autoridad, siendo clave que el procedimiento administrativo se adecue a la identidad étnica y cultural sino también el paradigma cultural (Carhuatocto 2020:47-48) debemos ir más allá y poder incorporar mecanismos que puedan ayudar a incluir este enfoque.

En ese sentido, creemos que es fundamental que este enfoque tenga un mayor desarrollo en el PAS considerando que en la amazonía existen pueblos indígenas y comunidades nativas que conviven con actividades de hidrocarburos y que en la actualidad son parte de una serie de conflictos sociales producto de los derrames de petróleo.

5.1.4 De la responsabilidad administrativa ambiental de Petroperú

Para el PAS ambiental se debe considerar la responsabilidad administrativa objetiva (en adelante RAO), que se encuentra estipulada en la Ley N° 29325, Ley del SINEFA: “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 OEFA³” (2009: art. 18).

De acuerdo a lo señalado por Gómez: “bajo la responsabilidad objetiva OEFA no necesita determinar si ha habido dolo o culpa para declarar la existencia de una infracción administrativa, pero si hay dolo entonces eso sirve para agravar la sanción a imponer pero no para determinar la configuración de una infracción administrativa” (OEFA 2014: 88-89). En ese sentido, en el presente caso se aplicaría la RAO, dado que no cumplió con la implementación del PAMA; por ello si el administrado quería eximirse de dicha responsabilidad tenía que haber demostrado la ruptura del nexo causal, que será materia de evaluación en el presente informe.

Asimismo, podemos señalar que este tipo de responsabilidad se reserva para actividades riesgosas, tal como señala Neyra: “la responsabilidad objetiva está reservada para daños ocasionados por el ejercicio de una actividad riesgosa. En última instancia, este es el fundamento de que el administrado asuma los costos de la reparación del daño ambiental generado por su actividad” (2018:344). Esto es clave, dado que las actividades extractivas como en el presente caso las actividades de hidrocarburos, siempre generan un riesgo y también generaran impactos, por ende de acuerdo al principio de responsabilidad ambiental es el administrado quién asumirá los costos por el daño de sus actividades como vemos en el siguiente cuadro de acuerdo a la normativa usada por OEFA para este caso:

Cuadro 4: Responsabilidad Administrativa Objetiva

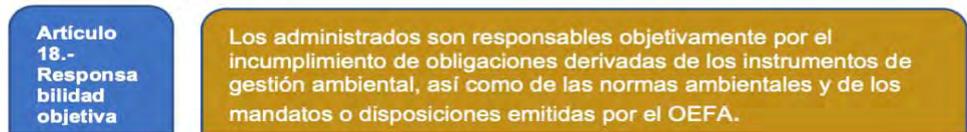
³ R. N° 012-2012-OEFA-CD, Art. 4, núm. 4.2 (Aprueban nuevo Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA) y en el R N°

Responsabilidad administrativa de PETROPERU:

TUO RPAS 045-2015-OEFA-PCD



Ley SINEFA



Elaboración propia

Como vemos en el cuadro anterior, la RAO implica que no es necesario determinar si ha habido dolo o culpa, pero si se tiene que aplicar a una actividad riesgosa donde el administrado sea el que asuma el costo de los daños. En ese sentido, con respecto a las actividades riesgosas, la Ley General del Ambiente indica:

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 (Ley N° 28611 2005: art. 144)

Son infracciones ambientales, el incumplimiento de las obligaciones de las normas ambientales, de los IGAs, de las medidas cautelares o correctivas, y otras obligaciones fiscalizables a cargo de OEFA y reguladas en la Ley del SINEFA (Ley N° 29325), en su artículo 17. Por lo cual, consideramos que se determinó adecuadamente las presuntas conductas infractoras, en el ejercicio de las funciones de fiscalización.

Asimismo, en la resolución bajo análisis se señaló como normas que tipifican las infracciones las siguientes:⁴.

Cuadro 5: Normas que tipifican las infracciones

Norma que establece la obligación	Contenido
Artículo N° 15 de la Ley N° 27446	Obligatoriedad de la Certificación Ambiental
Artículo N° 29 del Reglamento de la Ley N° 27446, DS N° 019-2009-MINAM	Medidas, compromisos y obligaciones del titular del proyecto: <u>Todas las medidas, compromisos y obligaciones exigibles al titular deben ser incluidos en el plan correspondiente del estudio ambiental sujeto a la Certificación Ambiental.</u> 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
Artículo N° 3 del Reglamento de Protección Ambiental de Actividades de Hidrocarburos, DS 015-2006-EM.	Los Titulares (...) Asimismo, son responsables por los Impactos Ambientales provocados <u>por el desarrollo de sus Actividades de Hidrocarburos</u> y por los gastos que demande el Plan de Abandono.

Elaboración propia. Fuente Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI. Subrayados míos

En ese sentido, podemos señalar que los argumentos más importantes de OEFA para determinar la responsabilidad del administrado, se basaron en el incumplimiento IGA sobre la

⁴ Actualmente este reglamento se encuentra derogado, y tenemos como reglamento vigente al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por DECRETO SUPREMO N° 039-2014-EM y modificado por Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos, DECRETO SUPREMO N° 023-2018-EM.

falta de mantenimiento del ducto y al incumplimiento del Plan de Contingencia, por lo que se aplicó adecuadamente las normas señaladas. Como hemos visto anteriormente, con la Ley N° 30230 se priorizan medidas correctivas, por lo que en el presente proceso también se priorizaron las mismas y finalmente se suspendió el proceso como veremos más adelante.

Si bien estamos de acuerdo con la existencia de responsabilidad administrativa ambiental de PETROPERÚ basándonos en el incumplimiento de su IGA, creemos que haciendo una comparación con otras resoluciones administrativas sobre derrames de petróleo de OEFA y la nueva normativa ambiental, OEFA pudo sustentar mejor sus argumentos y aclarar conceptos que permitirían mejorar el desempeño de la empresa y lograr mejores medidas, teniendo en cuenta que el fin último de la fiscalización ambiental es velar por el cumplimiento del derecho constitucional a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado y por ende proteger el bien jurídico ambiente.

5.2 Análisis de los problemas jurídicos secundarios

5.2.1 ¿Petroperú incumplió con el IGA (PAMA) para prevenir derrames?

Como hemos visto previamente, para determinar responsabilidad administrativa de la empresa, OEFA tiene que determinar si una de las actividades realizadas por el administrado se configura en una infracción administrativa y genera un daño al ambiente. En este caso, la autoridad señaló que el administrado había incumplido con las acciones de prevención con respecto al mantenimiento del ducto (proceso corrosivo externo acelerado por falta de mantenimiento) incluidas en su PAMA, mientras que el administrado señaló que la falta de mantenimiento no era la causa del derrame sino el hecho de un tercero.

Cabe señalar, que el PAMA en cuestión, es un instrumento que data de 1995, es decir contaba con 19 años de antigüedad en el momento del derrame, y en todo ese tiempo sólo se había realizado una modificación relacionada a las válvulas en el río. En ese sentido, al ser un IGA su incumplimiento se sanciona administrativamente, como podemos ver en la Ley General del Ambiente:

Artículo 26.- De los Programas de Adecuación y Manejo Ambiental

26.1 La autoridad ambiental competente puede establecer y aprobar Programas de Adecuación y Manejo Ambiental - PAMA, para facilitar la adecuación de una

actividad económica a obligaciones ambientales nuevas, debiendo asegurar su debido cumplimiento en plazos que establezcan las respectivas normas, a través de objetivos de desempeño ambiental explícitos, metas y un cronograma de avance de cumplimiento, así como las medidas de prevención, control, mitigación, recuperación y eventual compensación que corresponda. Los informes sustentatorios de la definición de plazos y medidas de adecuación, los informes de seguimiento y avances en el cumplimiento del PAMA, tienen carácter público y deben estar a disposición de cualquier persona interesada.

26.2 El incumplimiento de las acciones definidas en los PAMA, sea durante su vigencia o al final de éste, se sanciona administrativamente, independientemente de las sanciones civiles o penales a que haya lugar. (2005: art. 26)

En ese sentido, en el presente caso el PAMA indicaba que: “las principales causas de deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos, por lo que se hacen cada vez menos eficientes y tienden a emitir mayor volumen de contaminantes hacia el ambiente” (1994: 56). Asimismo, en dicho documento, se reconoce que existían limitaciones económicas para el mantenimiento del ducto, generando que sus instalaciones se hayan vuelto obsoletas (1994: 56).

Esto nos muestra que la problemática del mantenimiento del ducto no era un tema nuevo, puesto que ya había sido identificado en dicho instrumento; por ello el administrado debió priorizar el mantenimiento del ducto con el fin de cumplir con el principio de prevención.

A continuación analizaremos las pruebas presentadas para determinar si se había cumplido o no con el mantenimiento del ducto. En primer lugar, hay que ver cuáles fueron los compromisos estipulados en el PAMA:

Cuadro 6: Compromisos del PAMA ONP

PAMA ONP	
Compromiso de mantenimiento integral del ducto	
Inspecciones Internas	Inspecciones Externas
<p>A. Inspecciones internas de la tubería con raspa tubos electrónicos del ONP y ORN, las que consisten en: i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; así como, ii) inspección geométrica.</p> <p>B. Transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.</p>	<p>A. Realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo.</p> <p>B. Continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones.</p>
Compromiso social	
Proyectarse a las comunidades vecinas al Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.	
Otros compromisos	
<ul style="list-style-type: none"> ● Inspecciones topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte. ● Realización de estudios batimétricas anuales en los cruces de los ríos Pastaza kilómetro 176 ONP y Uctubamba. ● Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos. ● Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicadas en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial. 	

Elaboración propia. Fuente: RD N° 844-2015-OEFA/DFSAI y PAMA ONP.

Respecto a las inspecciones internas de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos inteligentes, la última⁵ fue ejecutada en el año 1999, pese a que en dicho análisis se señalaba que existía pérdida de espesor, no se demostró que se haya realizado una segunda inspección interna, por cual no se las acciones necesarias para prevenir derrames.

En relación a las inspecciones internas geométricas a la tubería, el informe elaborado por la empresa H. Rosen Engineering GmbH, señaló que el administrado realizó la última inspección de los ductos en agosto de 1999, es decir estas inspecciones tampoco se habían realizado antes del derrame, siendo la única información que presentó el administrado sobre el tema (OEFA 2015: 73).

En ese sentido, de la revisión de las pruebas creemos que efectivamente el administrado no logró acreditar el cumplimiento de su IGA complementario y por ende creemos que se cumple con el principio de verdad material dado que las pruebas presentadas y analizadas

⁵ Documento presentado por PETROPERÚ: Final Inspection Survey Report, elaborado por la empresa H. Rosen Engineering GmbH

fueron determinantes en este punto.

Con relación a las inspecciones externas de la protección catódica y de resistencia, el último monitoreo se dio en el año 2006, por lo que si bien tal como señala OEFA, la junta de soldadura ubicada en el km 41+833 se encontraba con revestimiento (elastómetro) eso por sí mismo no es un mecanismo que garantice la integridad del ducto, puesto que se debió asegurar mecanismos para el sistema de protección de la catódica como lo había señalado el PAMA (OEFA 2015: 89). Finalmente como vemos en el siguiente cuadro, el administrado incumplió tanto con las inspecciones internas y externas, por ende no se dio un mantenimiento adecuado al ducto.

Cuadro 7: Resumen de pruebas analizadas

Resumen de pruebas analizadas: Mantenimiento interno y externo del ducto		
Mantenimiento	Inspecciones	Fecha
Interno	Corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos	1999
	Geométricas	1999
	Limpieza con raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada 2 meses y con poliuretano de disco o cepas	No se acredita
Externo	Visuales sobre derecho de vía	2012 y 2013 (no como señalaba PAMA: monitoreo periódico de integridad externa)
	Monitoreo periódico de la integridad externa del ducto de protección catódica	2006
	Monitoreo periódico de la integridad externa del ducto de resistencia eléctrica del terreno	No se acredita

Elaboración propia. Fuente: Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI

Cabe señalar, que uno de los puntos controversiales de la resolución, se da en el marco del argumento del administrado sobre la existencia de un: “evento excepcional de corte con elemento metálico y retiro del elastómero que fue lo que aceleró el proceso corrosivo”⁶, no pudiendo hablar de fallas sino de un evento excepcional. En ese sentido, tomando en cuenta la RAO y su relación directa con el principio de causalidad, estamos de acuerdo con Guzmán cuando señala que: “sólo sería posible eximirse de responsabilidad si se logra acreditar de

⁶Informe de análisis de falla del tramo del kilómetro 41+833fml oleoducto elaborado por la empresa MCC Technology.

manera fehaciente la ruptura del nexo causal ya sea por caso fortuito o fuerza mayor o hecho determinante” (2020:56-57, subrayado mío).

Por información otorgada por el administrado, entre el 16 y el 21 de agosto de 2014, más de un mes después del derrame y tal como consta en la resolución bajo análisis, se realizó una inspección visual de 77 juntas de soldaduras, ubicadas entre las progresivas del km 39 y km 41, en donde se identificó: “no sólo de 1 caso de junta con retiro parcial de revestimiento protector de elastómetro, sino de 16 juntas de soldadura con retiro parcial o total del revestimiento de protector de elastómetro (20% del total)” (OEFA 2015:98), esto es clara evidencia de la falta de mantenimiento y de la realización de acciones preventivas para evitar el riesgo de un posible derrame dado que sumado a la información previa presentada por el administrado, en el documento en mención, podemos ver como existía una mayor cantidad de focos de riesgos para el desarrollo de derrames, lo cual vulneraría el principio de prevención.

Cabe señalar, que para poder demostrar la ruptura del nexo causal, se tenía que demostrar que la conducta infractora, en este caso el incumplimiento del PAMA no había generado el daño, si no que este se había generado por hecho de tercero. Consideramos, que justamente en el marco del principio de prevención, el administrado se compromete a través del PAMA a realizar acciones que eviten derrames, por ello no bastaba con señalar que fue un tercero, que fue lo único que sustentó el administrado.

En ese sentido, consideramos que no corresponde un eximente por hecho determinante, pues creemos que si el administrado hubiera realizado un adecuado trabajo de mantenimiento al ducto, se hubiera dado cuenta con anticipación de la situación del mismo y por ende hubiera hecho acciones de mantenimiento adecuadas y de esta manera evitado el impacto ambiental producido.

Uno de los puntos no analizados por OEFA en la resolución, es la antigüedad del PAMA, el mismo que es considerado un instrumento de gestión ambiental complementario. Es importante tomar en cuenta que la certificación ambiental es obligatoria para todos los proyectos de inversión que generen impactos negativos significativos al ambiente.

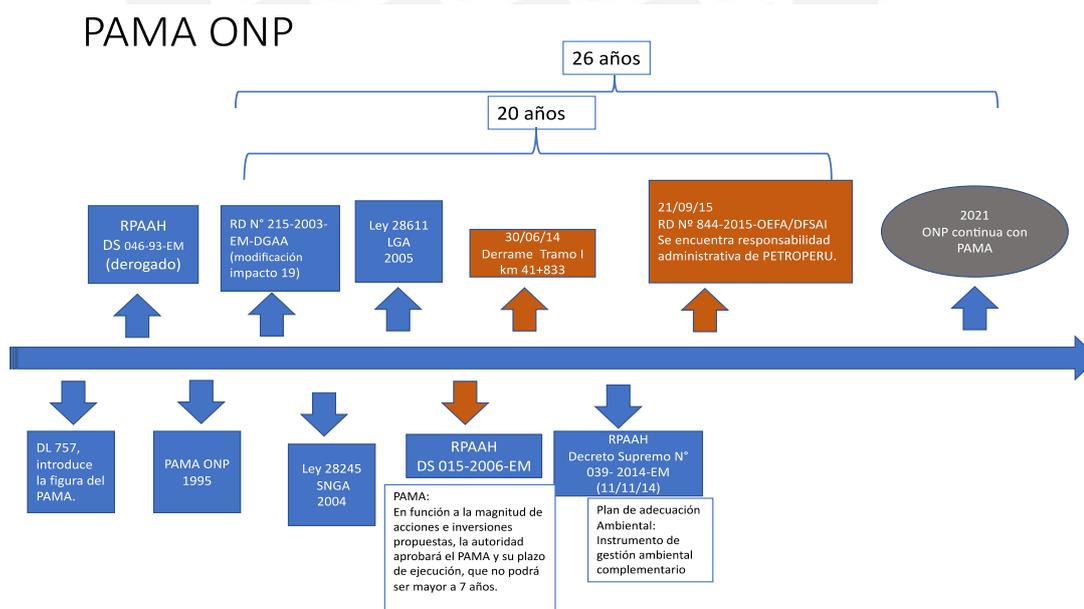
Es decir la certificación ambiental busca prevenir los impactos negativos significativos de una actividad riesgosa; estas acciones de prevención, se dan en el marco de un sistema

coordinado como es el SEIA: “un sistema único y coordinado de identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos derivados de las acciones humanas expresadas por medio del proyecto de inversión” (Ley N° 27446 2001: art.1.a, subrayado mío).

De acuerdo, a los artículos 15 y 29 del reglamento de la Ley del SEIA, en el marco de la obligatoriedad de la certificación ambiental: “las medidas, compromisos y obligaciones exigibles al titular deben ser incluidos en el plan correspondiente del estudio ambiental sujeto a la Certificación Ambiental” (DS N° 019-2009-MINAM 2009: art. 15 y 29 subrayados míos), en ese sentido el contenido de los IGA son de obligatorio cumplimiento.

Al momento de la aprobación del PAMA del administrado⁷, se aplicaba el Decreto Supremo No 046-93-EM, que en su Disposición Transitoria establecía la obligación de presentar un PAMA, este debía incluir el plan de manejo ambiental para cada año, los programas de monitoreo de efluentes, el cronograma de inversiones y el plan de abandono, señalando que no podía ser mayor de 7 años, esta norma fue derogada por el Decreto Supremo No 015-2006-EM, a continuación presentamos las normas relacionadas al PAMA.

Cuadro 9: Línea de tiempo PAMA ONP



⁷ Mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minería (en adelante, MINEM) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Oleoducto Norperuano. Dicho PAMA incluye todas las instalaciones del mencionado Oleoducto, operado por Petroper .

Elaboración propia

Como ya hemos mencionado, el administrado cuenta con un PAMA aprobado por MINEM en 1995, manteniéndose vigente hasta la fecha y contando con una modificación, a pesar de que el PAMA es un instrumento transitorio y de adecuación a nuevas normativas. Cabe señalar, que actualmente la Ley del SEIA y el RPAAH, los reconoce como instrumentos de gestión ambiental complementarios que deben cumplir con lo estipulado en el SEIA.

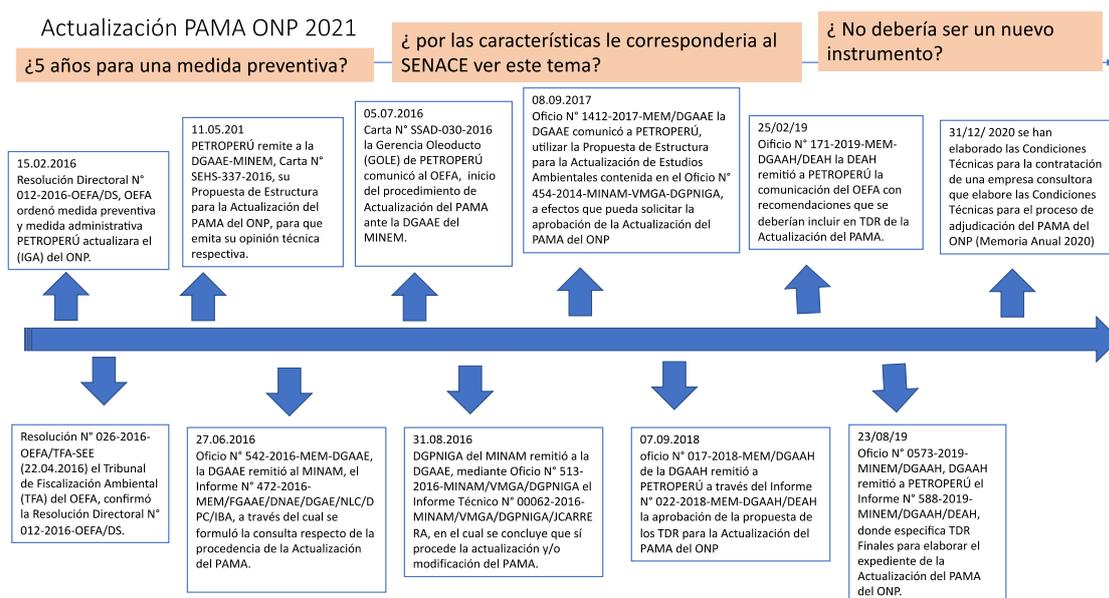
El PAMA se encuentra regulado en el artículo 26 de la Ley General del Ambiente, en donde se señala que tiene como objetivo: “facilitar la adecuación de una actividad económica a obligaciones ambientales nuevas, debiendo asegurar su debido cumplimiento en plazos que establezcan las respectivas normas, a través de objetivos de desempeño ambiental explícitos, metas y un cronograma de avance de cumplimiento, así como las medidas de prevención, control, mitigación, recuperación y eventual compensación que corresponda” (Ley N° 28611 2005 :art.26, subrayado mío). Por lo tanto, que una obra como el ONP tenga a la fecha un PAMA desactualizado viola los principios ambientales de prevención del SEIA y demuestra la poca priorización que se le ha dado por parte del gobierno a este tema.

Por ello, estamos de acuerdo con Gallegos cuando señala que: “El PAMA del Oleoducto Norperuano, en aplicación de los principios de eficacia y eficiencia consagrados en el SEIA, debe ser materia de actualización o incluso modificación, a efectos de permitir que sus planes puedan ser actualizados y en su caso, de requerirse la actividad modifique alguno de sus componentes sometiéndose al procedimiento de modificación correspondiente” (2017:10). Incluso podríamos ir más allá y recogiendo lo dicho por Medrano Recuay ver la necesidad de contar con un nuevo IGA que se adecue a la nueva realidad y a los avances tecnológicos de la industria de hidrocarburos (2019: 144-145).

Pese a la modificación que sufrió el del ONP en el 2003 eso no lo exime de la obligación de actualizar el PAMA en aplicación del artículo 30 del D.S. 019-2009-MINAM, siendo la autoridad competente para evaluarlo el MINEM. Si bien en esta resolución no se incluyó este tema, es importante señalar que en el año 2016, a través de la Resolución Directoral 012-2016-OEFA/DS y confirmada por la RCD N° 026-2016-OEFA/TFA-SEE, se solicitó la actualización de dicho IGA a través de una medida administrativa.

Habiendo pasado 5 años desde dicha medida, aún no se ha logrado concluir el proceso, esto nos lleva a preguntarnos ¿Por qué se tiene que tomar 5 años para aplicar una medida preventiva y administrativa?, ¿Es necesario que se siga pidiendo la actualización de un PAMA cuando es transitorio? ¿Por qué con las características complejas del ONP no se inicio un proceso frente al SENACE?, si bien esto no es parte del presente análisis, consideramos que por las características complejas del ONP se necesita una urgente actualización. A continuación podemos observar un cuadro sobre la situación actual del PAMA del ONP:

Cuadro 10: Avances actualización PAMA



Elaboración propia. Fuente: N°GCAS-SAMB-JPAM-047-2020.

En ese sentido, OEFA debió incidir en su análisis en la situación del PAMA del Oleoducto ya que esta falta de actualización no permite que se realice eficientemente acciones para cumplir con el fin último del SEIA que es: “la identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos derivados de las acciones humanas expresadas por medio del proyecto de inversión” (2001: art. 1). En ese sentido, dada las características del caso, hubiera sido pertinente que se dicte una medida preventiva y administrativa, pero esta no se dio.

Por lo señalado previamente, creemos que la situación del IGA del ONP es un problema fundamental. Sin embargo, llama la atención como habiendo detectado el incumplimiento de las obligaciones del PAMA, y los riesgos que estos significaban, esto no trajo como

consecuencia que OEFA proponga medidas preventivas para: a) que se renueve las partes del ductos deterioradas y/o medidas administrativas como b) que se actualice o modifique el PAMA.

5.2.2 Análisis del problema jurídico 2: ¿Petroperú incumplió con su Plan de Contingencia?

El RPAAH aprobado por DS N° 015-2006-EM vigente al momento del derrame, señalaba en su artículo 4 que los instrumentos de gestión ambiental incluyen el Plan de Contingencia (2006:art.4), el mismo que es parte del PAMA del administrado. Por ende al ser este instrumento, un IGA complementario, el OEFA tiene competencia para hacerle seguimiento.

Cabe señalar que si bien el administrado alegó que este plan sólo se implementaba después de producido el derrame consideramos que también debe ayudarnos a prevenir y controlar fugas, y no sólo para actuar luego de producido un derrame, sobre ello lo señalado en el artículo 61.B del RPAAH del 2006 en donde se señala que: “Los procedimientos, los recursos humanos, el equipamiento y materiales específicos con que debe **contar para prevenir**, controlar, coleccionar y/o mitigar las fugas, escapes y derrames de Hidrocarburos o productos químicos; para rehabilitar las áreas afectadas; atender a las poblaciones afectadas; y almacenar temporalmente y disponer los residuos generados” (2006: artículo 61.b).

En ese sentido, nos parece pertinente la Opinión Consultiva No. 23/17 de la CIDH en donde se señala la exigencia de un Plan de Contingencia como mecanismo para prevenir impactos y que se tome en cuenta como parte de las obligaciones para el respeto de los derechos a la vida en el marco de la protección al medio ambiente, señalando lo siguiente: “Como medidas preventivas, los Estados deben regular, supervisar y monitorear las actividades que puedan causar daño ambiental, llevar a cabo estudios del impacto ambiental cuando exista riesgo de daño, crear planes de contingencia y mitigar el daño si ha ocurrido a pesar de las acciones preventivas del Estado” (2017: 2) por ello los planes de contingencia son claves para prevenir y mitigar daños ambientales.

Es así, que el argumento de OEFA se basó en que el administrado no detectó ni controló a tiempo el derrame, para ello evaluó los siguientes aspectos:

Cuadro 11: Resumen de pruebas

Temas evaluados	Pruebas	Observaciones de OEFA
Mecanismos de detección de derrames en el Tramo I del Oleoducto Norperuano	Caída de presión del bombeo detectada por SCADA: Caída de precisión del bombeo de petróleo crudo.	Se dio caída de presión.
	Diferencia entre la cantidad de petróleo crudo bombeado desde la Estación 1 y la cantidad recibida en la Estación 5 (Recepción de barriles de petróleo crudo).	Existió una diferencia de petróleo.
	Caída de presión de succión para operar la motobomba.	Se dio caída de presión .
Acciones de detección y control ejecutadas por Petroperú en el kilometro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano desde el 22 de junio de 2014, fecha en la cual ocurrió la primera alerta de un supuesto derrame	22 de junio 2014: primer indicio de fuga	Se paralizó bombeo 7:20 horas después. Petroperu no realizo acciones a fin de detectar una posible fuga (por ejemplo inspecciones areas, terrestre y fluvial).
	23 de junio 2014: no se descarta indicio de fuga	Se mantuvo la paralización del bombeo pero Petroperu no recorrió la tubería.
	24 de junio 2014: no se descarta indicio de fuga	Se realizo pruebas pero de manera parcial pues no se detecto oseñal de la fuga.
	28 de junio 2014: segundo indicio de fuga	No se recibieron barrieles (2318) de petróleo. Se evidencia fuga de petroleo.
	29 de junio 2014: primera alerta de fuga	Operador de la Estación 1 ADVIRTIO POSIBLE ROTURA DE DUCTO EN LA ZONA DE CUNINICO. Se realizo una reunión e la sala de gerencia.
	30 de junio 2014 segunda alerta de fuga	Petroperu tomo conocimiento de la presencia de trazas de petroleo crudo en aguas del río Cuninico por la comunicación del Apu de la comunidad pero no realizo acciones para confirmar y controlar la fuga.
	1 de julio 2014: se detecta fuga	Petroperú detecta la contingencia y la reporto a las autoridades, no se controlo el derrame
	2 de julio 2014: se controla fuga	Petroperú controló contingencia con grapa provisional para detener fuga.

Elaboración propia. Fuente. RD 844-2015-OEFA/DFSAI

En ese sentido, podemos ver en el cuadro que el administrado tuvo un primer indicio de fuga el 22 de junio 2014 y un segundo indicio de fuga el 28 del mismo mes; no obstante, recién el 1 de julio se detectó la fuga y finalmente se colocó la grapa a la tubería el 2 de julio del mismo año; consideramos que su acción fue tardía pues en esos 10 días previos se perdió tiempo para detener la fuga y así prevenir que se produzca un mayor daño.

Por ello, concordamos con OEFA en que el administrado no cumplió con su PC, de manera oportuna y adecuada con el fin de prevenir el riesgo de una grave afectación al ambiente. En otras palabras, el administrado inobservó las medidas idóneas que se deben adoptar de manera inmediata al detectar un derrame y permitió que su falta de mecanismos de contención agraven los daños al ambiente.

5.2.3 Análisis del problema jurídico 3: ¿Petroperú generó daño real a la fauna, flora, vida y salud humana?

Como hemos señalado anteriormente, la responsabilidad administrativa ambiental es objetiva por ende no se toma en cuenta el dolo o culpa del administrado.

En ese sentido, en el presente punto, las cuestiones que se discutieron fueron las siguientes: 1) Si Petroperú había impactado al medio ambiente dado que el derrame se produjo en el canal de flotación, b) Si se había impactado a la flora generando un daño a la flora, c) Si se había impactado a la fauna generando daño a la fauna y d) si se había impactado en la salud y la vida.

De acuerdo a la normativa nacional para hablar de daño ambiental se necesitaría: a) un menoscabo material al ambiente y/o sus componentes, y b) genere efectos actuales y potenciales, lo cual se encuentra regulado en el artículo 142.2 de la Ley N° 28611. Asimismo, existe basta doctrina sobre el concepto de daño ambiental y de las características para que se configure este daño, presentandose en el siguiente cuadro un resumen sobre el tema:

Cuadro 12: Daño Ambiental



Elaboración propia. Fuente: De La Puente: 2014; Lanegra: 2013; Wieland: 2017

En ese sentido, podemos señalar que el menoscabo material puede tener efectos actuales o potenciales, y si bien algunos autores señalan que no existe un umbral de gravedad claro en el artículo en mención, si el menoscabo al ambiente, también ha generado un menoscabo de otros bienes jurídicos se entiende su gravedad.

Por ello, estamos de acuerdo con lo señalado por Lanegra: “la definición de daño ambiental de la Ley General del Ambiente se encuentra en línea con la reciente literatura especializada en la materia. Las dificultades se encuentran, en cambio, en el diseño legal que facilite el uso de mecanismos jurisdiccionales que garanticen la reparación, o eventual compensación, del daño al ambiente” (2013: 196, subrayados míos), creemos que el concepto de daño ambiental y su desarrollo es un reto para el derecho siendo necesario que los abogados y las instituciones deban estar abiertos a poder mejorar la normativa tomando en cuenta las características propias del derecho ambiental.

Para López y Ferro, lo que diferencia al daño ambiental del patrimonial es que: “se prolonga en el tiempo, lesiona de forma paulatina y lenta los elementos de la naturaleza, suele ser difícil de determinar la identidad del sujeto contaminar, es difícil de individualizar, es colectivo, pues el ambiente pertenece a una colectividad, afecta no sólo a las generación presentes sino también a las futuras” (citado en Wieland 2017:150). Por ello, es importante que el ordenamiento jurídico nacional pueda generar mecanismos para la protección del ambiente sano pensando no sólo en los impactos actuales sino también en los riesgos futuros de las acciones realizadas en la actualidad.

Asimismo, para poder determinar el daño ambiental lo primero que se tiene que determinar es si ha habido un menoscabo o detrimento al ambiente, para ello es necesario tener claro qué entendemos por ambiente, para ello la normativa nacional señala 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” (Ley N° 28611 2005: art 2, subrayados míos). En ese sentido, dicho concepto no sólo incluye un mirada desde la naturaleza si no también de lo antropogénico, que aseguren la salud de los ciudadanos y de sus recursos naturales.

Cabe señalar que OEFA, en base a lo indicado por Gonzales, ha incorporado en su normativa, dos tipos de daño: a) el daño ambiental ecológico y b) daño a través del ambiente, este último significa que si se vulnera el bien jurídico ambiente, esto podría generar la vulneración de otros bienes jurídicos⁸, este tema ha generado todo un debate doctrinario en torno a como el OEFA ha definido el concepto de daño real y potencial:

a.1) Daño real: Detrimento, pérdida, impacto negativo o perjuicio actual y probado, causado al ambiente y/o alguno de sus componentes como consecuencia del desarrollo de actividades humanas. Para probar el daño real se evaluará el grado de incidencia en la calidad del componente ambiental o sus factores o parámetros afectados (...).

a.2) Daño potencial: Contingencia, riesgo, peligro, proximidad o eventualidad de que ocurra cualquier tipo de detrimento, pérdida, impacto negativo o perjuicio al ambiente y/o alguno de sus componentes como consecuencia de fenómenos, hechos o circunstancias con aptitud suficiente para provocarlos, que tienen su origen en el desarrollo de actividades humanas.

(Anexo RCD N° 035-2013-OEFA/PCD 2013: 5 y 6)

Asimismo, también se tuvo en cuenta la normativa del subsector hidrocarburos, a través de la cual los titulares son responsables de los impactos ambientales que generan sus operaciones, cabe señalar que el administrado argumento que no se debería aplicar el artículo 3 de la del RPAAH del 2006, dado que no se había generado un impacto al ambiente y por tanto no había generado daño.

En ese sentido, los argumentos del administrado se basaron en que el área afectada era un área artificial parte de la infraestructura propia del ducto y por tanto no existía un daño al ambiente. Sobre ello, el artículo 2.3 de la Ley 28611 señala que cuando hablamos de ambiente nos referimos a los elementos físicos, químicos y biológicos sino también que éstos pueden tener origen natural o antropogénico (2005: art.2.3) En ese sentido, de las pruebas analizadas por OEFA (con lo cual se cumple con el principio de verdad material) en este canal ya existía un ecosistema puesto que con el pasar de los años, este era hogar de especies de flora y fauna propia de la amazonía.

⁸ <http://www.oefa.gob.pe/wp-content/uploads/2013/03/Lineamientos-aprobado.pdf>

Para llegar a esto OEFA se baso en el concepto de “dispersión ecológica”, entendido como: “movimiento gradual de los elementos de un ecosistema a otro medio físico de características similares, con lo cual se permite el desarrollo y supervivencia de las especies que se desarrollan dentro de su área de interrelación, esto debido al efecto de viento, agua de las lluvias y aguajales y efecto de migración de flora y fauna” (RD N° 844-2015-OEFA/DFSAI 2015: 131-138).

Frente a lo señalado por el administrado, con respecto a que el canal de descarga no era ambiente, estamos de acuerdo con las pruebas mostradas por OEFA respecto a que dicho canal tenía las mismas características de una quebrada y que permanentemente descargaba las aguas al río Cuninico, habiendose unido a dicho canal, cruzando ríos y terrenos con flora propia de la amazonía, siendo además que era utilizado por los pobladores en sus actividades diarias. Por ello, consideramos que los impactos ambientales forman parte de los riesgos que asumió el administrado.

a) Daño a la Fauna

En ese sentido, ya hemos visto que debido a que no se cumplió con el mantenimiento del ducto ni con el PC se derramó gran cantidad de petróleo en el canal de flotación, por ende veamos las pruebas del daño a la fauna.

Cuadro 13: Pruebas daño a la fauna

Fauna	Prueba
Acta de visita de supervisión de 4 de julio de 2014	<p>“Se encontró peces muertos dentro del canal de flotación” (N 9475120 E 0469093)</p> <p>“El canal de flotación del oleoducto contiene agua las cuales fueron afectadas por el derrame de hidrocarburo, lo que provocó la muerte de peces” (N 9475471 E 0469757)</p>
Supervisión del 9 al 13 de julio 2014	<p>En el canal de flotación (zona de mayor impacto) se pudo verificar la presencia de peces muertos afectados por el derrame, pudiéndose identificar entre las especies más afectadas el shuyo, bufurqui, fazaco, carachama, entre otras.</p> <p>En el canal de flotación se pudo verificar la presencia de dos serpientes (boa y jergón) cubiertas completamente de petróleo crudo.</p>
Supervisión del 22 al 15 de julio del 2014	<p>Se apreció la presencia de un galápago (mata mata) cubierto completamente de petróleo.</p>

Los informes de las supervisiones y actas fueron acompañados por un registro fotográfico, además se realizaron monitoreos para evaluar las afectaciones demostrándose que existieron sustancias tóxicas en los músculos de los peces capturados y alteraciones en la diversidad acuática.

Si bien el administrado alegó que el registro fotográfico no eran un medio probatorio, consideramos que dicho registro y monitoreo, realizados por la propia autoridad, permitieron demostrar el daño real a la fauna puesto que se ha visto que el derrame de petróleo generó un detrimento, pérdida, impacto negativo o perjuicio actual.

Cabe señalar, que si bien se llegó a constatar el daño real a la fauna, OEFA pudo utilizar una mayor cantidad de información científica sobre la fauna, en especial de los peces; para ello consideramos que se debió tener una mayor coordinación con las autoridades ambientales y sectoriales competentes.

b) Daño a la flora

A continuación presentamos un resumen de los resultados de las supervisiones:

Cuadro 14: Prueba daño a la flora

Flora	Prueba
Visita de supervisión del 2 al 4 de julio de 2014	Se encontró vegetación impregnada con hidrocarburos". (N 9475710 E 0469881) "La vegetación afectada se caracteriza por la presencia de especies como Mauritia, Hexua (aguaje), Crecropia sp (cetico) triplaris sp (tangarana), ficus sp. (renaco), y otras como uncaria sp, (uña de gato). Otra característica de la zona es que son suelos hidromórfico con presencia intensa de Mauritia Hexnosa conocida como aguajales". (N 9475471 E 0469757) Fotografías.
Acta supervisión realizada del 9 al 13 de julio del 2014	Durante la supervisión de campo se ha podido determinar que entre suelos y arbustos impregnados con petróleo crudo ubicada en la margen derecha del canal de flotación se tiene un área aproximada de 4.2 hectáreas afectadas por el derrame; y hacia la margen izquierda se tiene un área aproximada de 4.5 hectáreas afectadas por el derrame" Fotografías.
Visita de supervisión del 22 al 25 julio de 2014	Se apreció flora impregnada con petróleo. Fotografías
Supervisión especial realizada del 5 al 11 de agosto del 2014,	Determinó que 72 especies de flora fueron impactadas por el derrame: "Restos de hidrocarburos impregnados en los tallos y raíces de los arboles afectados. Para limpiar el hidrocarburo se debe retirar la corteza o peridermis del tallo y raíz; sin embargo, ello podría llevar a la muerte del árbol, puesto que la corteza contiene los nutrientes que alimentan a los árboles. Alteración paisajística producida por la conectividad del canal de flotación al ecosistema. Afectación a la cadena trófica acuática, debido a que algunos frutos sirven de alimento a peces así como la hojarasca que cae."

Elaboración propia. Fuente: Resolución N° 844-2015-OEFA/DFSAI

En este caso, Petroperú señaló que no se habían realizado análisis suficientes para poder señalar el impacto a la flora, sin embargo la prueba de las visitas de supervisión, las actas, las fotografías en donde se muestras flora totalmente cubierta de petróleo es prueba irrefutable del impacto, por ende creemos que efectivamente también se generó un daño real a la flora.

c) Sobre el daño real y potencial a la salud y la vida

En relación al daño real y potencial a la salud y la vida, OEFA determinó que hubo responsabilidad administrativa ambiental del administrado por daño potencial.

No estamos de acuerdo con el análisis de OEFA sobre daño potencial pues consideramos que no contó con un concepto claro e integral de salud humana, además de no presentar suficientes pruebas que pudieran determinar si existió o no un daño real.

c.1) Concepto de salud

Para el presente análisis entenderemos el daño potencial a la salud y vida, como daño por influjo ambiental⁹. En ese sentido, OEFA utilizó como concepto de salud, el señalado en la Ley General de Salud: “La salud es condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo” (1997: I TP).

Sin embargo, consideramos que el análisis realizado es insuficiente y no es integral ya que la OMS brinda un enfoque más amplio de salud como se señala a continuación: “estado completo de bienestar físico, mental y social y no solamente como la ausencia de afecciones o enfermedades, entiendo al ser humano como una totalidad tanto como individuo como colectividad, esta mirada más integral es clave para poder entender a las poblaciones indígenas originarias o poblaciones vulnerables afectadas por infracciones como la contaminación ambiental” (Carhuatocto 2019: 300).

Esta forma de entender el concepto de salud proviene del Protocolo de San Salvador que indica: “Toda persona tiene derecho a la salud, entendida como el disfrute del más alto nivel de bienestar físico, mental y social” (1988: art.10) por ello OEFA pudo ampliar su análisis e incorporar un enfoque más amplio de este concepto, no limitándose sólo a lo físico, esto también iría acorde a lo señalado por el TC que indica que el derecho a la salud también incluye lo mental (TC Exp. 3208-2004-AA/TC 2004: 3-4).

Cabe señalar, que si bien para este caso OEFA no tomó en cuenta un concepto más amplio y completo de salud, en casos posteriores sí realizó un análisis más desarrollado, como por ejemplo en la RD N° 1712-2017-OEFA/DFSAI de 22 de diciembre del 2017, relacionado al derrame de petróleo en Chiriaco y Morona, donde se señala que: “como consecuencia de alteraciones en el bienestar físico (contaminación por hidrocarburos, estrés fisiológico, desarrollo de enfermedades), el bienestar mental (estrés e incertidumbre de especies para consumo, pérdida de cultivos e incapacidad para sobrellevar problemas), y el bienestar social (afectación de actividades económicas y actividades cotidianas de recreación) de las personas expuestas a derrames de hidrocarburos, y que en consecuencia dañan su salud”. (Resolución Directoral No 1712-2017-OEFA/DFSAI, 2017: 132 subrayados míos). Por ello, estamos de

⁹ Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas a que se refiere el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley N° 29325 – Ley del sistema nacional de evaluación y fiscalización ambiental.

acuerdo en los esfuerzos que ha realizado la autoridad para dar un enfoque más integral a este concepto en sus resoluciones posteriores porque permite incluir aspectos relacionados con la salud mental y social de los pobladores afectados.

c.2) La determinación del daño a la vida y salud

Para determinar este tipo de daño, OEFA analizó lo siguiente: i) si existía población en la zona de influencia del derrame; ii) si hubo afectación al agua y al suelo generando un riesgo para las personas (daño potencial) y iii) la existencia de una afectación objetiva, individualizada, debidamente acreditada y ocasionada por el derrame (daño real).

Sobre el punto i) se señaló que el PAMA del administrado no señalaba cual era el área de influencia directa e indirecta. Consideramos, que este vacío es bastante grave dado que la determinación de estas áreas nos permite identificar el ámbito que se afectará por el impacto generado por las actividades del proyecto como se señala a continuación: “el área geográfica que podría ser afectada de alguna manera por el desarrollo de las actividades que involucran la implementación y ejecución de un proyecto determinado, es decir, son los límites dentro de los cuales se deben estudiar los impactos (negativos o positivos)” (RD N° 844-2015-OEFA/DFSAL. 2015:153).

Cabe señalar que las definiciones de dichas áreas para el sector hidrocarburos actualmente se encuentran en la RM N° 546-2012- MEM- DM y en el DS 039- 2014-M¹⁰, y justamente a partir de la descripción de las áreas de influencia se elaboran las medidas de mitigación, remediación entre otras. La ausencia de la determinación de estas áreas es producto de la falta de actualización del PAMA. Por ello, finalmente OEFA tuvo que determinar las zonas de influencia del derrame para establecer la existencia de daño.

En relación al punto ii), consideramos que efectivamente se afecto los canales de flotación y descarga, así como del río Cuninico. En ese sentido, existiría un riesgo que por el impacto ambiental se pudiera generar daño a la salud, lo que tuvo que ser demostrado por la autoridad.

Con respecto al punto iii), entendemos que la autoridad, se limitó a hacer el análisis del

daño bajo lo señalado por la Ley N° 30230, sin embargo creemos que para el tema de salud no se debió pensar en sólo una afectación individual sino también colectiva. Por ello, creemos que este impacto de la mencionada ley fue totalmente negativo y generó una afectación a los derechos de las personas en este punto.

Asimismo, creemos que OEFA no tuvo de manera previa toda la información para determinar un daño real, pasando por la falta de una opinión previa de DIGESA para establecer la existencia de dicho daño. Tampoco se aprovechó la participación de los terceros interesados entre los cuales se encontraban comunidades afectadas por el derrame para poder obtener información y así acreditar las afectaciones a la salud mental o social como si se hizo en el caso de Chiriaco y Morona.

Consideramos clave para el proceso, la coordinación entre las diferentes autoridades, dado que de lo contrario se estaría poniendo en riesgo el derecho a un medio ambiente sano y creando inseguridad tanto para el administrado como para las personas. En ese sentido, concidimos con Morvelli, en que la existencia de opiniones diferentes generan inseguridad jurídica para los administrado siendo necesario que la autoridad fundamente sus razones como lo señala el autor: “las razones que sustentan dichos actos administrativos con el fin de no violar el principio de predictibilidad o de confianza legítima recogido en el numeral 1.15 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG” (2017: 49).

Consideramos que es necesario que para la determinación del daño a la salud por influjo ambiental, exista una opinión del sector de salud que sea vinculante, como lo señala el artículo 53.1 de la Ley General del Ambiente: “las entidades que ejercen funciones en materia de salud ambiental, protección de recursos naturales renovables, calidad de las aguas, aire o suelos y otros aspectos de carácter transectorial ejercen funciones de vigilancia, establecimiento de criterios y de ser necesario, expedición de opinión técnica previa, para evitar los riesgos y daños de carácter ambiental que comprometan la protección de los bienes bajo su responsabilidad” (2005:53.1).

Por ello creemos que OEFA no logró determinar adecuadamente y de manera coordinada el daño a la salud. Por ende si bien existe el riesgo a la salud como daño potencial, al no contar con toda la información ni con un análisis más integrado del concepto de salud no se pudo demostrar el daño real. El error de OEFA fue centrarse en las afectaciones físicas de

las personas producto del derrame sin considerar las afectaciones a la salud social y psicológica de los pueblos indígenas afectados pues de haberlo hecho habría correspondido la aplicación de una multa por dicho concepto.

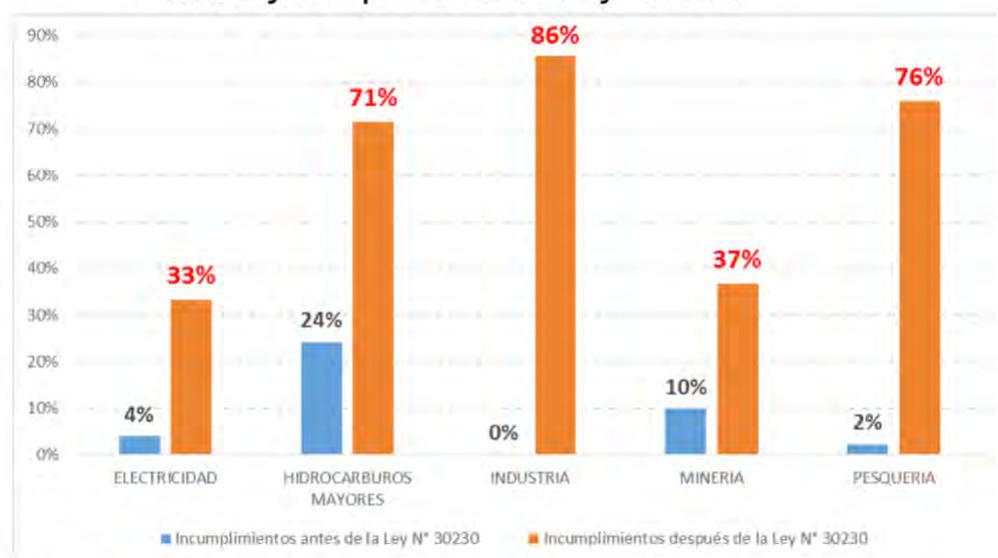
5.2.4 Análisis del problema jurídico secundario 4: ¿Qué medida administrativa y sanción se le impondría por las infracciones ambientales del derrame de petróleo?

En esta sección analizaremos que medidas administrativas y sanción se le tendría que imputar al administrado por el derrame, teniendo en cuenta que se le aplicó la Ley N° 30230.

Como ya lo hemos señalado anteriormente, esta norma indicaba que por tres (3) años, iniciados en el 2014, los procedimientos sancionadores cambiarían a excepcionales, y se priorizarían las medidas correctivas. Si bien en dicha norma se señaló que esto se enmarcaba en el principio preventivo, estamos de acuerdo con la opinión de OEFA respecto a que no se logró disuadir la conducta, como vemos en el cuadro siguiente.

Cuadro 15: Incumplimientos PAS post Ley N° 30230

Porcentaje de incumplimientos materia de PAS antes y después de la Ley 30230



Fuente: DFSAI-OEFA Procedimientos concluidos a la fecha

Fuente: Presentación de Tessa Torres, presidenta de OEFA. 2017.

Asimismo, esta norma incluyó excepciones, estas se aplicarían cuando existan infracciones que, por su gravedad (muy graves), generen un daño real a la vida y la salud, incorporando las características de ser objetiva, acreditada e individualizada.

Hay varios puntos que podemos observar; en primer lugar, el daño real al ambiente no se incluyó dentro de las excepciones; más allá de si estamos de acuerdo o no con cómo se incluyó dentro de una ley de promoción de las inversiones estas excepciones, creemos que no tomar como algo grave el daño al ambiente debilita los esfuerzos realizados por las autoridades para la defensa de este bien jurídico y de su protección. En segundo lugar, la inclusión de la individualización del derecho a la salud, sin considerar el enfoque colectivo fue un factor negativo de esta norma.

En este caso, OEFA al no determinar un daño real a la vida y a la salud, paralizó el proceso administrativo sancionador, interponiendo solamente medidas correctivas frente a las infracciones señaladas.

Es importante indicar que de acuerdo a la Ley del SINEFA, las medidas correctivas sirven 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” (2009: art.22). Por ello, entendemos que lo más importante de estas medidas es justamente revertir ese efecto nocivo para proteger el bien jurídico ambiente.

Asimismo, las medidas correctivas deben ser adaptadas siguiendo el principio de razonabilidad y se deben diferenciar de las sanciones administrativas, de acuerdo a lo señalado por el artículo 249 del TUO de la Ley N° 27444 (Guzmán 2019: 198). En ese sentido, es necesario analizar si efectivamente las medidas correctivas que impuso OEFA a Petroperú cumplían con el objetivo de revertir o disminuir el daño provocado. A continuación presentamos las medidas correctivas:

Cuadro 16: Medidas correctivas

Medida correctiva	Plazo	Forma para acreditar cumplimiento
Petróleos del Perú S.A deberá acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma), a fin de garantizar el restablecimiento de las condiciones del área impactada a su estado natural en un tiempo razonable.	6 meses desde el día siguiente de la notificación.	<ul style="list-style-type: none"> - Las áreas de aplicación del EKO GRID ubicadas en un plano legible y la cantidad de hidrocarburo actual en las zonas donde se aplico este. - Resultados de monitoreo de suelo y agua a partir del 6/03/15. No deberan exceder los ECAS agua y suelo vigente. - Resultados del primer monitoreo biológico en flora y fauna habitable en canal de flotación. - Medios probatorios visuales que acrediten el retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado ha sido ejecutado al 100% .
<p>Establecer canales de comunicación con las comunidades nativas de la zona de influencia (directa e indirecta) del derrame de petróleo, en los siguientes términos:</p> <p>a) Informar sobre el impacto causado por el derrame de petróleo crudo y el proceso de restauración que ha efectuado el administrado en la zona.</p> <p>b) Absolver las dudas y consultas de los pobladores respecto al suceso ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, lo cual debe incluir el balance general de las actividades ejecutadas tras el derrame, los roles de Petroperú S.A y de las empresas contratistas de limpieza”. Informe debe ser útil, clara , oportuna, de tal manera que se permita a la comunidad continuar con sus actividades. Información en lengua que corresponda.</p>	190 días contado desde el día siguiente de la notificación	<ul style="list-style-type: none"> - Información que se pretende brindar - La forma o canal de comunicación a utilizar - Método a utilizar - Información que credite que las personas que brinden información esten capacitadas - Otros

Elaboración propia. Fuente: Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI, 2015:191-192)

Uno de los vacíos importantes, que podemos observar en la resolución es la ausencia del análisis sobre la antigüedad del PAMA. Cabe señalar, que creemos que se debió solicitar la actualización del PAMA o la generación de un nuevo IGA; de acuerdo a la revisión realizada en casos posteriores sí se hizo a través de una medida administrativa, por ello consideramos que un análisis de esta situación hubiera sido importante, dado que las pruebas demostraron que el ducto estaba sin mantenimiento.

Otra observación, es que OEFA no dictó medidas correctivas para el daño potencial a la salud y vida, lo cual es una grave ausencia pues es importante su consideración como lo indica Morvelli: “el pronunciamiento del OEFA también adolece de un vicio por falta de motivación al no expresar los motivos por los cuales no ordenó ninguna medida correctiva para revertir el daño (potencial) que Petroperú ocasionó” (2017: 42), si bien consideramos que es un reto para el derecho configurar medidas para un daño potencial, consideramos que es clave su desarrollo con el fin de generar seguridad jurídica a los administrados pero también porque una de las características del derecho ambiental es ir de la mano con los avances científicos que justamente nos pueden ayudar a desarrollar este tema.

Asimismo, observamos que en la medida correctiva b) ,no se incluye ninguna referencia sobre con el enfoque intercultural, señalando únicamente en la resolución, el considerar “el idioma correpondiente”, si bien en dicho momento no se contaba con el artículo 47 del TUO de la Ley N° 27444, el Perú había suscrito una serie de convenios internacionales sobre este tema. Asimismo, si bien tal como lo señaló el TC en el Exp 0048-2004-PI/TC, cuando hablamos de temas ambientales también se incluye lo cultural y social, todo este tipo de análisis fue obviado en las medidas correctivas.

Un aporte importante que hubiera mejorado y evitado conflictos ambientales en relación a estos derrames, es la coordinación con los monitores ambientales indígenas de la zona, a través de los cuales se hubiera podido mejorar la relación entre la empresa y las comunidades, sin embargo esto tampoco se incluyó.

Asimismo, consideramos, que dada las condiciones por falta de mantenimiento y corrosión del ducto, la autoridad pudo establecer como medida preventiva que se reemplace las partes deterioradas del ducto como en el caso del derrame de Imaza y Morona (Resolución N° 026-2016-OEFA/TFA-SEE 2016: 1).

En ese sentido, tomando en cuenta el principio de razonabilidad es importante ver si las medidas correctivas cumplieron su objetivo, como lo señala el artículo 248 del TUO de la ley N° 27444: “que las autoridades deben preveer que la comisión de la conducta sancionable no resulte mas ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción” (2019: art. 248).

Asimismo, estamos de acuerdo con Morón cuando señala lo siguiente: “estamos frente a un principio que protege los derechos e intereses del infractor para que su sanción no sea desproporcional o irracional, pero a la vez protege al interes público para que no sea ínfima” (2020: 407, subrayados míos). Cabe señalar que este principio se encuentra sustentado en varias sentencias del TC (Exp N° 21-2004- AA/TC, Exp. 2192-2004-AA/TC y Exp. 3167-2010-AA/TC).

Sobre ello, podemos señalar que efectivamente al momento de generar las medidas correctivas existía un marco legal que tipificaba las sanciones y las medidas correctivas en el

marco de la RCD N° 010-2013-OEFA/CD en donde se establecen directrices y metodología. En ese sentido, existía un marco legal que daba seguridad jurídica al administrado y sobre este marco legal fueron priorizadas las medidas correctivas.

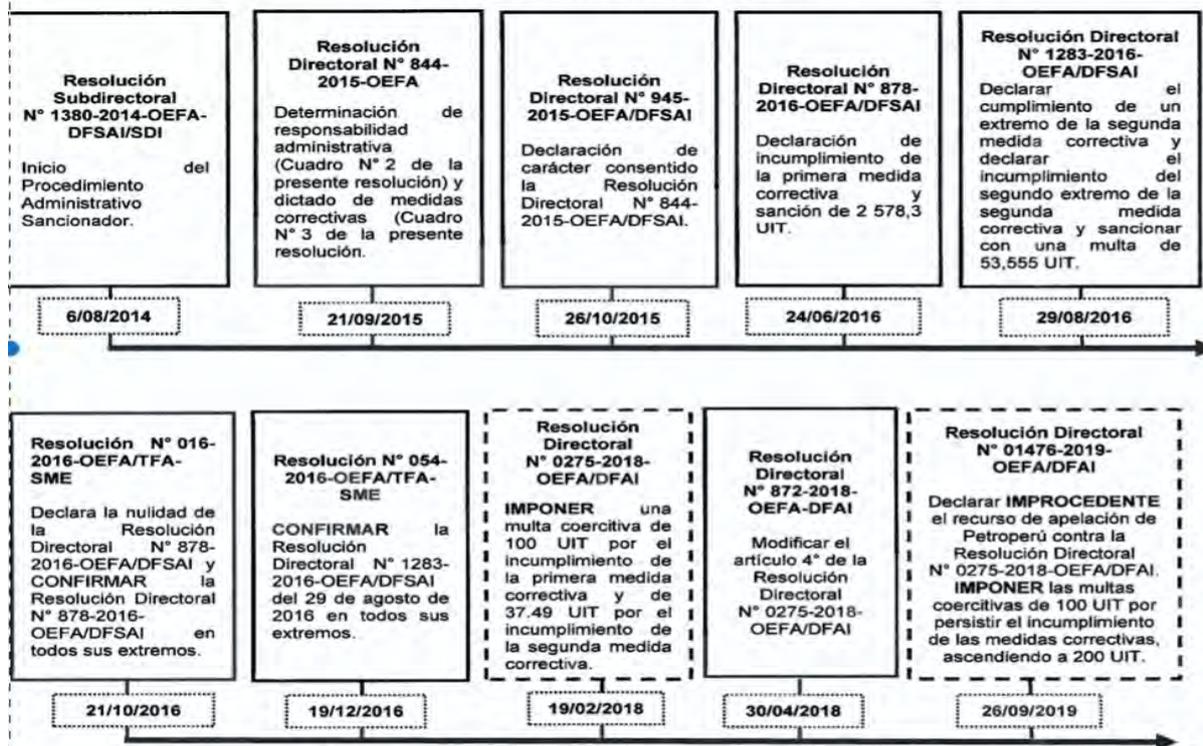
Por ello, consideramos que las medidas correctivas en este caso no lograron proteger al interés público, puesto que haciendo un análisis posterior vemos que se hubieran podido incorporar medidas correctivas más importantes; posteriormente, el administrado no cumplió con las medidas correctivas en los plazos previstos, por lo cual, a través de la Resolución Directoral N° 878-2016-OEFA/DFSAI del 24 de junio del 2016, se determinó que el administrado no había remediado las zonas impactadas conforme al Plan de Acción por lo cual se le impuso una multa de 2,578.30 UIT (S/. 10 184 285 soles)¹¹.

Si bien las acciones posteriores a la presente resolución, no forma parte de nuestro análisis, en el cuadro siguiente podemos ver la línea de tiempo del proceso y los incumplimientos del administrado en cuanto a las medidas correctivas y las demoras en el pago de multas coercitivas por incumplimiento de dichas medidas:

Cuadro 17: Seguimiento PAS del derrame en Cuninico

¹¹ <http://sial.minam.gob.pe/huallaga/novedades/oeffa-sanciona-petroperu-sa-derrame-petroleo-cuninico-ordena>

Gráfico 1.- Línea de tiempo del procedimiento administrativo sancionador recaído en el Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS



Fuente: Resolución N° 084-2020-OEFA/TFA-SE

Del análisis realizado consideramos que las medidas impuestas no han desincentivado infracciones, ni han garantizado soluciones rápidas a los impactos generados por el derrame en el marco de lo que propone la United States Environmental Protection Agency- EPA, donde señala lo siguiente: “la determinación de sanciones a imponer a los administrados tiene principalmente tres objetivos: i) desincentivar la realización de infracciones a la legislación ambiental; ii) brindar un tratamiento equitativo y razonable a los administrados; y, iii) garantizar la resolución expeditiva de los problemas ambientales” (citado en OEFA 2013: 15). Esto se agrava porque el administrado infractor es el propio Estado por lo que la fiscalización se realiza contra el propio Estado, por ello es importante pensar en alternativas adicionales para poder generar la desincentivación en la realización de infracciones.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Consideramos que existe responsabilidad administrativa ambiental del administrado debido al derrame de petróleo en el Tramo I del ONP. Sin embargo, consideramos que en base a la RAO, la responsabilidad administrativa se debió enfocar en las cuestiones relacionadas al incumplimiento del IGA (PAMA y PC), y la tercera conducta infractora sería un agravante. Asimismo, si incluía un concepto más integral de salud (daño mental y/o social) de los pueblos indígenas, el procedimiento sancionador pudo haber sido ordinario; sin embargo este fue excepcional por haberse descartado como real.

6.2 Consideramos que en la presente resolución, el artículo 19 de la Ley 30230 (actualmente derogada), no permitió que se realizara una adecuada fiscalización del administrado, puesto que sólo la implementación de medidas correctivas no desincentiva la conducta infractora; incluso, como hemos visto las medidas correctivas no fueron cumplidas en el plazo señalado. Consideramos que, si bien nos parece clave que se busque reparar el daño, tomando en cuenta el gran número de derrames de petróleo que se dieron posteriormente, es clave que a través del principio de prevención se busque que no se vuelvan a repetir las infracciones. Por ello, consideramos que las medidas correctivas van de la mano con las sanciones administrativas sobre todo porque el administrado ya conoce previamente sus obligaciones estipuladas en su IGA, así como los riesgos de su operación.

6.3 El IGA complementario del administrado adolece de una serie de deficiencias como la falta de mantenimiento del ducto, falta de una respuesta rápida frente a derrames, falta de identificación de áreas de influencia directa como indirecta e incumplimiento del Plan de Contingencia. En ese sentido, tomando como base el principio de prevención y de responsabilidad ambiental, así como las normas del SEIA y SINEFA, es necesario que se culmine con el proceso de actualización del PAMA, el cual se encuentra actualmente en proceso de adjudicación de la empresa consultora que realizará dicha actualización, a pesar que la medida administrativa se dio en el año 2016; sin embargo consideramos que es criticable que un proyecto de este tipo continúe con un IGA que tenía un plazo determinado por ello se debe evaluar la posibilidad que exista un nuevo IGA para el ONP.

6.4 El análisis entre daño real y potencial al ambiente y a la salud, sigue siendo parte de una discusión doctrinaria; sin embargo en vista que el derecho a un medio ambiente sano busca justamente proteger a las generaciones actuales y futuras, es fundamental también considerar los riesgos a futuro sobre el bien jurídico ambiente debido a la relevancia de la

supervivencia humana; por ello, la discusión no debe centrarse en la eliminación del daño potencial, si no, más bien, en cómo deben generarse las medidas correctivas para este tipo de daño, incluyendo mejorar la coordinación con autoridades como el MINAM, MINSA y MINCU y también con la academia.

6.5 Respecto al daño a la salud por influjo ambiental, es necesario determinar adecuadamente su definición y alcance en coordinación con el MINSA, tomando en cuenta el sentido amplio del concepto e incluyendo lo mental, cultural y social. Asimismo, en el marco del principio de coordinación y colaboración interinstitucional, es necesario fortalecer la coordinación intersectorial para los procedimientos administrativos sancionadores, permitiendo un adecuado cumplimiento de las obligaciones socio ambientales del administrado y una actuación oportuna del Estado.

6.6 Si bien en el caso bajo análisis, OEFA no aplicó el enfoque intercultural, consideramos que es urgente que se desarrollen mecanismos detallados y precisos que permitan que en el proceso administrativo sancionador ambiental se incorpore este enfoque. Cabe señalar, que en el caso bajo análisis, se incorporó a terceros interesados, lo cual consideramos una buena práctica que debería seguir fortaleciéndose porque permite una mayor participación de los pueblos indígenas afectados previniendo futuros conflictos y generando mayor confianza.

6.7 Las medidas correctivas señaladas por OEFA no cumplieron con su propósito, puesto que el administrado, no cumplió con las mismas en los plazos impuestos, activándose el proceso administrativo sancionador e imponiéndose finalmente una multa en el marco de la Ley N° 30230. Esto provoca que no se repare el daño y por tanto se tiene que aplicar multas coercitivas.

6.8 Consideramos que siendo el propio Estado el administrado y el ente fiscalizador, es cuestionable que no se cumplan adecuadamente con las medidas correctivas dictadas en el presente caso; y también que existan retrasos para temas como la actualización del PAMA, por ello creemos que la desincentivación de la infracción en caso de una empresa del Estado, como en el presente caso, no ha funcionado siendo necesario pensar en alternativas adicionales para poder generar la desincentivación en las mismas.

7. BIBLIOGRAFÍA

CARHUATOCTO SANDOVAL, Henry.

2019 El procedimiento sancionador y fiscalización ambiental. De lo represivo e instrumental a la participación y la remediación ambiental. Juristas Editores.

COMISIÓN INTERAMERICANA DE DERECHOS HUMANOS

2017 RESOLUCIÓN 52/2017. Medida cautelar No. 120-16. Pobladores de la Comunidad de Cuninico y otra respecto de Perú 2 de diciembre de 2017

FOY VALENCIA, Pierre

2018 Tratado de Derecho Ambiental Peruano. Una lectura del derecho ambiental desde la Ley General del Ambiente. Tomo I y Tomo II. Lima: Instituto Pacífico.

GALLEGOS, Susana.

2017 El Pama del Oleoducto Nor Peruano: Análisis de su Naturaleza Jurídica como instrumento de gestión ambiental correctivo. Programa de Segunda Especialidad en Derecho Ambiental y de los Recursos Naturales. PUCP

GUZMAN NAPURÍ, Christian

2019 Procedimiento Administrativo Sancionador. Lima: Instituto Pacífico S.A.C.

HIGA SILVA, César Augusto

2021 Comentarios al caso resuelto por el TC sobre el artículo 19 de la Ley 30230 (caso Ley de Promoción de la Inversión)

Recuperado a partir de:

<https://www.enfoquederecho.com/2020/11/23/comentarios-al-caso-resuelto-por-el-tc-sobre-el-articulo-19-de-la-ley-30230-caso-ley-de-promocion-de-la-inversion/>

JIMÉNEZ MURILLO, Roberto

2011 Los principios de impulso de oficio y verdad material en el procedimiento administrativo. Principles of official initiative (sue sponte) and material truth in administrative procedure. Derecho PUCP, N° 67, 2011 / issn 0251-3420.

LANEGRA QUISPE, I.

2013. El daño ambiental en la Ley General del Ambiente. Derecho PUCP, (70), 187-196.

Recuperado a partir de:

<https://doi.org/10.18800/derechopucp.201301.009>

LANEGRA QUISPE, Iván

2009 El principio de equidad en la Ley General del Ambiente: ética y justicia ambiental. Derecho PUCP, (62), 263-274.

Recuperado a partir de:

<https://doi.org/10.18800/derechopucp.200901.013>

LEÓN AYMARA y ZUÑIGA MARIO.

2020 La sombra del petróleo. OXFAM.

LOPEZ RODO, Laureano.

1981 “El procedimiento administrativo no contencioso”. En: Revista Uruguaya de estudios administrativos. Año V, N° 01, MONTEVIDEO.

MEDRANO RECUAY, Ulises Simeón

2019 Análisis de la fiscalización ambiental de los derrames de petróleo en el oleoducto norperuano desde el enfoque de la regulación” Tesis para optar el grado académico de magíster en regulación de servicios públicos. PUCP.

MEJIA URIBE, Catherine Victoria S. fira

2014 La tutela efectiva a la víctima resultante del daño ambiental en el ejercicio de la potestad sancionadora del oefa. Tesis para optar el título profesional de abogada. Universidad Nacional de San Agustín Facultad de Derecho. 2014.

MORÓN URBINA, Juan Carlos.

2020 Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General. Tomo I y II.
15ª Edición. Lima: Gaceta Jurídica.

MORVELI FLORES, Vera Lucía

2018 Reparación del daño a la salud desde la vía administrativa en casos de derrames de hidrocarburos”. Trabajo Académico para optar al título de Segunda Especialidad en Derecho Ambiental y de los Recursos Naturales PUCP.

NACIONES UNIDAS

1973 Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano.
Estocolmo del 5 a 16 de junio de 1972. New York.

CORTE INTERAMERICANA DE DERECHOS HUMANO CORTE IDH_CP-04/18
ESPAÑOL

2018 Opinión Consultiva No. 23/17

Recuperado a partir de:

https://www.corteidh.or.cr/docs/comunicados/cp_04_18.pdf

NEYRA CRUZADO, C.

2018 Las condiciones eximentes de responsabilidad administrativa en el Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General y su incidencia en la legislación ambiental. Derecho PUCP, (80), 333-360.

Recuperado a partir de:

<https://doi.org/10.18800/derechopucp.201801.009>

ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

2015 Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI

ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

2014 El Derecho Administrativo Sancionador Ambiental: Experiencias en Colombia, España y Perú. OEFA 2014

ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

2012 Metodología para el Cálculo de las Multas Base y la Aplicación de los Factores Agravantes y Atenuantes a Utilizar en la Graduación de Sanciones, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 007-2012-MINAM. OEFA. 2012
Recuperado a partir de:
https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=6857

MARIO PEÑA CHACÓN

2019 Derecho Ambiental del siglo XXI. Costa Rica: ISOLMA

MARIO PEÑA CHACÓN

2013 Daño Ambiental y prescripción. En: Revista Judicial. N° 109. Costa Rica.

PETRÓLEOS DEL PERU S.A. PETOPERU. OLEODUCTO NOR- PERUANO
1994 Programa de Adecuación y Manejo Ambiental

PETROPERU

2021 “Unidades Operativas- Oleoducto Norperuano”

En www.petroperu.com Consulta: 15 de julio de 2021

URL:<https://www.petroperu.com.pe/proyectos-y-unidades-operativas/unidades-operativas/oleoducto/>

PETROPERU

Términos de Referencia para la actualización del PAMA del oleoducto nor peruano
2020

<https://www.bnamericas.com/es/noticias/peru-intensifica-seguridad-para-sector-de-hidrocarburos>

PUENTE BRUNKE, L. DE LA.

2014 La Noción Jurídica de Daño Ambiental y una Peculiar Argumentación del Tribunal de Fiscalización Ambiental. Derecho & Sociedad, (42), 169-178.

Recuperado a partir de:

<https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/12473>

SOCIEDAD PERUANA DE DERECHO AMBIENTAL

2020 Análisis de la Sociedad Peruana de Derecho Ambiental (SPDA) sobre la sentencia del Tribunal Constitucional que resuelve la demanda de inconstitucionalidad interpuesta contra varios artículos de la Ley 30230, que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país. SPDA.

VERGARAY NEJAR, Verónica y GOMEZ APAC, Hugo

2009 “La potestad sancionadora y los principios del procedimiento sancionador” en Maravi SUMAR, Milagros (comp.), Sobre la ley de Procedimiento administrativo general, UPC, LIMA.

WIELAND FERNANDINI, Patrick.

2017 Introducción al derecho ambiental. PUCP.

SENTENCIAS DEL TRIBUNAL CONSTITUCIONAL

TRIBUNAL CONSTITUCIONAL

2003 Exp. 0018-2001-TI/TC. Sentencia: 11 de noviembre 2003.
Consulta: 13 de julio 2021
<https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2003/00008-2003-AI.html>

2004 Exp. 3208-2004-AA/TC Sentencia: 30 de mayo 2005.
Consulta: 17 de julio 2021
<https://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2005/03208-2004-AA.pdf>

2015 Exp. 003-2015-PI/TC y Exp. 0012-2015-PI/TC. Sentencia: 12 de mayo
2020
Consulta: 17 de julio 2021.
https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2020/00012-2015-AI.pdf?fbclid=IwAR3y_FJEkfOg_MoE7tPXhX2cbk1Bnh1YtEKkt8Vhhh_pB8Lw4QlSdGxBicJA

- 2004 Exp. N° 0048-2004-PI/TC. Sentencia: 1 de abril 2005
Consulta: 17 de julio 2021
<https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2005/00048-2004-AI.pdf>
- 2017 Exp. 00889-2017-PA/TC. Sentencia: 17 de abril 2018
Consulta: 17 de julio 2021
<https://tc.gob.pe/jurisprudencia/2018/00889-2017-AA.pdf>

NORMAS LEGALES

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

1993 Constitución Política del Perú. Lima.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

2005 Ley N° 28611. Ley General del Ambiente. Lima, 15 de octubre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

2001 Ley N° 27446. Ley del Sistema Nacional de Evaluación e Impacto Ambiental.
Lima, 23 de abril.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

2009 Ley N° 29325. Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental. Lima, 5 de marzo.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

2014 Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión del país.
Lima, 12 de julio.

MINISTERIO DEL AMBIENTE

2009 DS N° 019-2009-MINAM. Aprueban el Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. Lima, 25 de setiembre.

MINISTERIO DE JUSTICIA y DERECHOS HUMANOS

2019 DS N° 004-2019-JUS. Nuevo Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444. Lima, 25 de enero.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

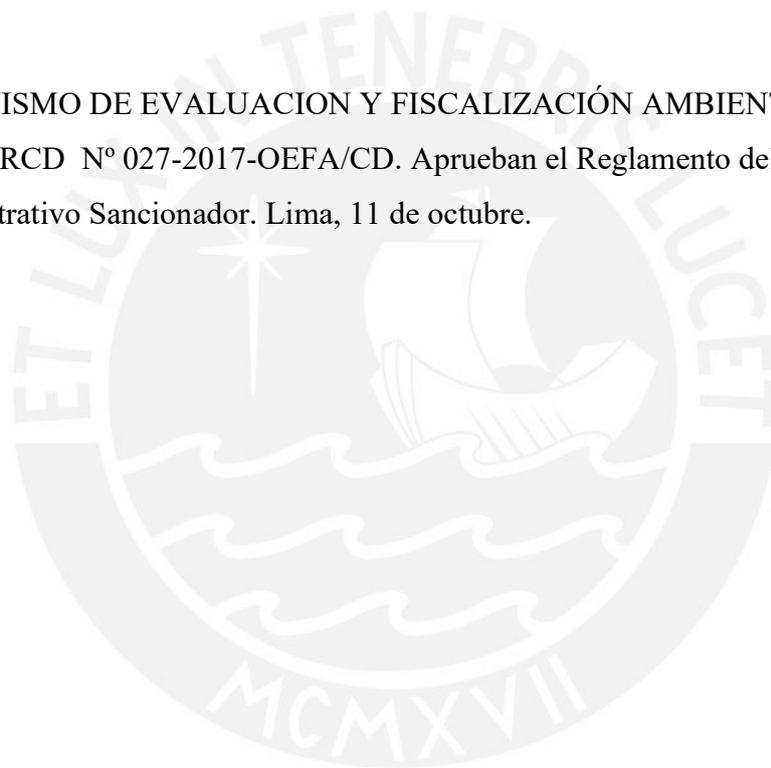
2006. DS 015-2006-EM. Reglamento de Protección Ambiental de Actividades de Hidrocarburos. Lima, 3 de marzo de 2006.

ORGANISMO DE EVALUACION Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

2019 RCD N° 006-2019-OEFA. Aprueba Reglamento de Supervisión. Lima, 17 de febrero..

ORGANISMO DE EVALUACION Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

2017 RCD N° 027-2017-OEFA/CD. Aprueban el Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador. Lima, 11 de octubre.



EXPEDIENTE : N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADOS : PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.
COMUNIDAD NATIVA CUNINICO
COMUNIDAD NATIVA SAN FRANCISCO
INSTITUTO DE DEFENSA LEGAL DEL AMBIENTE Y
EL DESARROLLO SOSTENIBLE
ARMANDO ARCE DEL ÁGUILA
UNIDAD PRODUCTIVA : OLEODUCTO NORPERUANO
UBICACIÓN : LOCALIDAD DE CUNINICO, DISTRITO DE
URARINAS, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE
LORETO
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
MATERIAS : INCUMPLIMIENTO DE INSTRUMENTO DE GESTIÓN
AMBIENTAL
DERRAME
DAÑO A LA FLORA Y FAUNA
DAÑO A LA VIDA O SALUD HUMANA
MEDIDAS CORRECTIVAS

SUMILLA: *Se declara la existencia de responsabilidad administrativa de la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones:*

- (i) *Incumplimiento del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental – PAMA por no realizar las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; conducta que infringe el Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental y el Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.*
- (ii) *Incumplimiento del Plan de Contingencia al no detectar ni controlar a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; conducta que infringe el Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental y el Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.*
- (iii) *Derramar petróleo al ambiente generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana, conducta que infringe el Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.*

Asimismo, se ordena el cumplimiento de las siguientes medidas correctivas:

- (i) *Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma), a fin de restablecer las condiciones del área impactada a su estado natural. Dicha medida deberá implementarse en el plazo de seis (6) meses, desde el día siguiente de notificada la presente resolución.*

Asimismo, en un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá presentar ante la Dirección de

Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe que detalle como mínimo lo siguiente:

- **Las áreas, en metros cuadrados, de aplicación del Eko Grid ubicadas en un plano legible y la cantidad de fracción de hidrocarburo actual en las zonas donde se aplicó el sistema Eko Grid. Dicha información debe sustentarse en los resultados de análisis de un laboratorio y adjuntar los medios probatorios visuales (fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS).**
- **Los resultados de los monitoreos efectuados en los componentes suelo y agua luego del 6 de marzo del 2015 en el canal de flotación, zona adyacente al canal de flotación, en el río Cuninico y en el río Marañón; toda vez que la Consultora ERM indica que el 12 de diciembre del 2014 se realizó el último monitoreo de suelos y agua superficial por parte de Petróleos del Perú – Petroperú S.A., a fin de hacer seguimiento al proceso de restauración. Dichos monitores deberán señalar como mínimo el patrón de muestreo y no deberán exceder los estándares de calidad ambiental ECA suelo y ECA agua vigentes a la fecha de realización de los monitoreos.**
- **Los resultados del primer monitoreo biológico en flora y fauna (peces) habitable en el canal de flotación, a fin de que acredite el cumplimiento del compromiso establecido en el ítem 4 del Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma). Dicho monitoreo deberá incluir a la especie *Copaifera paupera* (Herzog) Dwyer “Copaiba”, y ser comparado con la situación de la flora y fauna habitable en el canal de flotación que no fue afectada por el derrame de hidrocarburos (Aguas arriba del punto de ruptura del Oleoducto).**
- **Medios probatorios visuales (fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS) que acrediten que el retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado ha sido ejecutado al 100% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción.**

En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos los cuatro (4) informes elaborados por la Consultora ERM sobre las cuatro (4) fases de la evaluación ambiental y social: i) informe preliminar, ii) informe de caracterización, iii) estudios de riesgo a la salud y el ambiente, iv) plan de acción post-remediación.

- (ii) **Establecer canales de comunicación con las comunidades nativas de la zona de influencia (directa e indirecta) en los siguientes términos:**
- **Informar sobre el impacto causado por el derrame de petróleo crudo y el proceso de restauración que ha efectuado el administrado en la zona.**
 - **Absolver las dudas y consultas de los pobladores respecto al suceso ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, lo cual debe incluir el balance general de las actividades ejecutadas tras el derrame, los roles de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. y de las empresas contratistas de limpieza.**

La información brindada debe ser transparente, clara, útil y oportuna, de tal manera que se le permita a las comunidades nativas continuar con sus actividades cotidianas y tener la seguridad de que el ambiente en el que viven ha sido totalmente restaurado. Cabe resaltar que la información debe ser brindada en la lengua o idioma que corresponda y con ejemplos que ilustren el contenido expuesto. Dicha medida deberá implementarse en un plazo no mayor de ciento noventa (190) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación de la presente resolución.

Asimismo, en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación de la presente resolución, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe en el que se detalle lo siguiente:

- **La información que se pretenda brindar a las comunidades nativas.**
- **La forma o canal de comunicación a utilizar para brindar dicha información, el programa y cronograma de implementación y otros medios que se vayan a utilizar.**
- **Método a utilizar para atender las consultas de los pobladores.**
- **La información que acredite que las personas que brindan la información se encuentran capacitadas para realizar este tipo de actividad.**
- **Otros que resulten necesarios.**

A fin de acreditar el cumplimiento total de la medida correctiva, en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contado desde el día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos los medios probatorios visuales (fotografías y/o videos) debidamente fechados, las respuestas a las consultas de las comunidades nativas, la evaluación del canal de comunicación implementado, así como todos los medios probatorios que se consideren pertinentes

Lima, 21 de setiembre de 2015

I. ANTECEDENTES

I.1 El Oleoducto Norperuano

1. La empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. (en adelante, Petroperú) realiza actividades de transporte de hidrocarburos a través del Oleoducto Norperuano, el cual se extiende por los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura¹. Por medio de dicho Oleoducto, se transporta el hidrocarburo de distintos operadores, tales como la empresa Pluspetrol Norte S.A y Perenco Petroleum Limited Sucursal del Perú.
2. El Oleoducto Norperuano tiene una longitud de 854 kilómetros y se divide en dos (2) ramales:

¹ Inició sus operaciones en el año 1976 conforme a la información consignada en la página institucional de Petroperú visitada el 26 de enero del 2015: <http://www.petroperu.com.pe/portalweb/Main.asp?Seccion=76>

- (i) Oleoducto Principal, que fue el primero en ser construido, se divide en el Tramo I y Tramo II y va desde la Estación 1 en San José de Saramuro² hasta el Terminal Bayóvar³. El Tramo I inicia en la Estación 1 y llega hasta la Estación 5 en Saramiriza⁴, ambas ubicadas en el departamento de Loreto. El Tramo II comprende las Estaciones 5, 6, 7, 8 y 9⁵; y cumple la función de asegurar el transporte del petróleo hasta el Terminal Bayóvar.
 - (ii) Oleoducto Ramal Norte, que va desde la Estación Andoas⁶ hasta la Estación 5.
3. En el siguiente mapa se aprecia el recorrido del Oleoducto Norperuano:

Mapa N° 1



Elaboración: Petróleos del Perú – Petroperú S.A.

Fuente: <http://www.petroperu.com.pe/portalweb/VentanasEmergentes.asp?IdVentana=10&Idioma=1> [consulta: 26 de enero del 2015]

I.2 El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental - PAMA del Oleoducto Norperuano

4. Mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minería (en adelante, MINEM) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Oleoducto Norperuano.

² Ubicación: distrito de Ururinas, provincia de Loreto, departamento de Loreto.

³ Ubicación: distrito de Bayóvar, provincia de Sechura, departamento de Piura.

⁴ Ubicación: distrito de Manseriche, provincia del Alto Amazonas, departamento de Loreto.

⁵ La Estación 6 está ubicada en el distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas. La Estación 7 está ubicada en el distrito de El Milagro, provincia de Utcubamba, departamento de Amazonas. La Estación 8 está ubicada en el distrito de Pucará, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca. La Estación 9 se ubica en el distrito de Huarmaca, provincia de Huancabamba, departamento de Piura.

⁶ Ubicación: distrito de Andoas, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto.

Dicho PAMA incluye todas las instalaciones del mencionado Oleoducto, operado por Petroperú.

5. Mediante la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, la Dirección General de Asuntos Ambientales del MINEM aprobó la modificación del Impacto N° 19 del PAMA “Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos”⁷.

I.3 El derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano

6. El 1 de julio del 2014 Petroperú remitió⁸ al OEFA vía correo electrónico (*reportesemergencia@oeffa.gob.pe*), el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales⁹, a través del cual informó sobre el derrame de petróleo crudo ocurrido el 30 de junio del 2014 cerca al kilómetro 39+584 del Tramo I del Oleoducto Norperuano¹⁰.
7. A través del Reporte Final de Emergencias Ambientales¹¹, Petroperú informó que el 30 de junio del 2014 tomó conocimiento del derrame de petróleo debido a la comunicación del señor Galo Vásquez Silva, Apu de la Comunidad Nativa Cuninico, quien señaló haber advertido la presencia de trazas de petróleo crudo en las aguas del río Cuninico, afluente del río Marañón. Asimismo, Petroperú indicó la ubicación del derrame y brindó la siguiente información¹²:

Cuadro N° 1

Lugar del evento	Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano (Coordenadas: E467995, N9474535), ubicado en el centro poblado Cuninico (9.5 kilómetro en línea recta), distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto
Fecha del evento	30 de junio del 2014

⁷ Cabe señalar que si bien el impacto al que hace referencia este instrumento (N° 19 del PAMA) menciona “cruces de ríos”, se ha verificado en el contenido de la mencionada resolución directoral, que los compromisos 2, 4, 7 y 8 hacen referencia a obligaciones respecto a la totalidad del Oleoducto Norperuano.

⁸ Folios 19 y 20 reverso del expediente.

⁹ **Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de competencia del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA-CD**

Artículo 4°.- Obligación de presentar reporte de emergencias

4.1 El titular de la actividad supervisada, o a quien este delegue, deberá reportar las emergencias ambientales al OEFA, de acuerdo a los plazos y formatos establecidos en el presente Reglamento.

¹⁰ Cabe indicar que en dicho reporte Petroperú señaló que por causas que no habían sido determinadas, se presentó un afloramiento de petróleo crudo, el cual se encontraba en mayor cantidad en el lecho del canal de flotación; asimismo, reportó que se advirtieron trazas de hidrocarburo que llegaron al río Cuninico, afluente del río Marañón, las mismas que estaban siendo controladas mediante barreras.

¹¹ Mediante Carta N° ADM4-512-2014/ADM4-DS-138-2014 recibida el 5 de agosto del 2014, Petroperú presentó a la Oficina Desconcentrada de Piura del OEFA – OD Piura, el Reporte Final de Emergencias Ambientales. Mediante Memorandum N° 547-2014-OEFA/OD PIURA recibido el 7 de agosto del 2014, la OD Piura remitió dichos documentos a la Dirección de Supervisión del OEFA. Folios 881 al 937 del expediente.

¹² Sobre este punto, cabe precisar que en el Informe Técnico Acusatorio se refirió al kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano como la ubicación del derrame, razón por la cual en la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, se recogió dicha información. Ello, considerando que en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, Petroperú había indicado que el derrame ocurrió “cerca al km 39+584” del Oleoducto Norperuano. Sin embargo, sobre la base del Reporte Final de Emergencias Ambientales se conoce con precisión la ubicación del mencionado derrame: kilómetro 41+833, por lo que cualquier referencia al kilómetro 42 se entenderá referida al kilómetro 41+833.

Hora de inicio	13:09 horas.
Hora de término	No determinada
Área involucrada	87 000 metros cuadrados (m ²) aproximadamente
Volumen derramado	2 358 barriles (99 036 galones) de petróleo
Acciones realizadas	(i) Confinamiento del afloramiento de crudo, (ii) Comunicaciones dentro de las 24 horas a los organismos competentes, (iii) Movilización de unidades y equipos en el área de trabajo.

Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: Petróleos del Perú – Petroperú S.A.

8. A continuación, se presenta un gráfico que muestra el punto del derrame, el canal de flotación y las áreas adyacentes:

Gráfico N° 1. Relación del canal de flotación y el río Cuninico



Fuente: Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA

I.4 Las supervisiones especiales efectuadas a la zona del derrame por la Dirección de Supervisión y el Informe Técnico Acusatorio

9. En atención al Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales presentado por Petroperú, la Dirección de Supervisión del OEFA (en adelante, Dirección de Supervisión) realizó la primera, segunda y tercera supervisión especial del 2 al 5, del 9 al 13 y del 22 al 25 de julio del 2014, respectivamente, a fin de verificar la ocurrencia del evento reportado, las posibles afectaciones a la flora, la fauna y la salud de las personas; así como el cumplimiento de las normas ambientales aplicables.
10. Las observaciones detectadas durante las primeras tres supervisiones especiales fueron recogidas en el Reporte Preliminar de Supervisión del 5 de agosto del 2014¹³ y analizadas en el Informe Técnico Acusatorio N° 284-2014-OEFA/DS del mismo día (en adelante, el ITA).

¹³ Folios del 21 al 178 del expediente.

11. En el referido ITA, la Dirección de Supervisión concluyó lo siguiente:
- Petroperú habría incumplido con el mantenimiento preventivo del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a los compromisos previstos en el instrumento de gestión ambiental.
 - Petroperú habría incumplido con controlar a tiempo el derrame de petróleo, de acuerdo a los compromisos previstos en el instrumento de gestión ambiental.
 - Petroperú sería responsable por el impacto ambiental que se habría generado por el derrame de petróleo.
 - Como consecuencia del derrame, se habría producido un daño real a la flora. En ese sentido, se habría afectado a la flora del canal de flotación del Oleoducto Norperuano, así como a la vegetación existente a lo largo de las márgenes de dicho canal y al suelo.
 - Como consecuencia del derrame, se habría producido un daño real a la fauna¹⁴.
 - Como consecuencia del derrame, se habría producido un daño real a la salud humana, toda vez que los pobladores de Cuninico realizan sus actividades diarias de subsistencia (pesca), recreación (juegos) e higiene (baño) en el río Cuninico, cuyas aguas habrían sido contaminadas por el derrame¹⁵.
12. Dicho ITA fue remitido a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en lo sucesivo, Dirección de Fiscalización), el 5 de agosto del 2014¹⁶.
13. Asimismo, la Dirección de Supervisión realizó supervisiones posteriores a la zona en donde se produjo el derrame, a fin de verificar el cumplimiento de las acciones de remediación del área afectada que Petroperú se comprometió a llevar a cabo, las mismas que se encuentran contenidas en su Plan de Acción y el respectivo cronograma.
14. Las supervisiones especiales llevadas a cabo por la Dirección de Supervisión a la zona del derrame, se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2

Número de supervisión especial	Fecha	Objetivo
Primera	Del 2 al 5 de julio del 2014	

¹⁴ Al respecto, el ITA indica que se habría afectado a la fauna acuática y terrestre que habita en el canal de flotación, mediante 2 posibles mecanismos de contaminación: (i) exposición directa al petróleo crudo; e, (ii) ingesta de la vegetación contaminada con petróleo crudo.

¹⁵ De acuerdo a lo señalado en el párrafo 80 del ITA, Petroperú indicó en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales lo siguiente:
"Por causas no determinadas, cerca al KM. 39+584 se presentó un afloramiento de petróleo crudo, e cual se ha confinado mayormente en el lecho del canal de flotación donde se emplaza la tubería, trazas de hidrocarburo llegaron al río Cuninico, afluente del río Marañón, pero están siendo controladas mediante barreras."

¹⁶ Folios del 1 al 18 del expediente.

Número de supervisión especial	Fecha	Objetivo
Segunda	Del 9 al 13 de julio del 2014	Verificar la ocurrencia del evento reportado, las posibles afectaciones al ambiente y el cumplimiento de las normas ambientales aplicables.
Tercera	Del 22 al 25 de julio del 2014	
Cuarta	Del 6 al 11 de agosto del 2014	Realizar el monitoreo ambiental de la zona impactada, directa e indirectamente, con el derrame.
Quinta	Del 18 al 19 de setiembre del 2014	Verificar el cumplimiento del segundo cronograma de las actividades de remediación
Sexta	El 22 de noviembre del 2014	Verificar el cumplimiento del tercer cronograma de las actividades de remediación

Elaboración: DFSAI - OEFA

Fuente: Dirección de Supervisión - OEFA

I.5 Cartas presentadas por Petroperú

15. Petroperú, mediante las cartas que se detallan a continuación, adjuntó el Plan de Acción y el respectivo cronograma de actividades de remediación de la zona afectada por el derrame de petróleo¹⁷:

Cuadro N° 3

	Cartas presentadas por Petroperú	Fecha en que la OD Piura- OEFA recibió las cartas	Documentos que remite Petroperú
1	ADM4-512-2014/ADM4-DS-138-2014	5 de agosto del 2014	Plan de Acción (Versión 01.Revisión 00) que contiene un cronograma de actividades de remediación de la zona afectada por el derrame de petróleo (en adelante, primer cronograma).
2	ADM4-604-2014/ADM4-DS-173-2014	4 de setiembre del 2014	* Plan de Acción (Versión 01. Revisión 01) que actualiza el primer cronograma (en adelante, segundo cronograma). * Primer Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
3	ADM4-665-2014/ADM4-DS-207-2014	26 de setiembre del 2014	* Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02) que actualiza el segundo cronograma (en adelante, tercer cronograma). * Segundo Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
4	ADM4-703-2014/ADM4-DS-227-2014	7 de octubre del 2014	Tercer Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
5	ADM4-743-2014/ADM4-DS-240-2014	22 de octubre del 2014	Cuarto Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
6	ADM4-805-2014/ADM4-DS-258-2014	7 de noviembre del 2014	Quinto Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.

¹⁷ Ver Anexo I.

	Cartas presentadas por Petroperú	Fecha en que la OD Piura- OEFA recibió las cartas	Documentos que remite Petroperú
7	ADM4-842-2014/ADM4-DS-283-2014	21 de noviembre del 2014	Sexto Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
8	ADM4-879-2014/ADM4-DS-305-2014	4 de diciembre del 2014	Séptimo Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
9	ADM4-947-2014/ADM4-DS-336-2014	23 de diciembre del 2014	Octavo Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano
10	ADM4-001-2015/ADM4-DS-001-2015	5 de enero del 2015	Noveno Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
11	ADM4-043-2015/ADM4-DS-032-2015	23 de enero del 2015	Décimo Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
12	ADM4-075-2015/ADM4-DS-046-2015	4 de febrero del 2015	Décimo primero segundo Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
13	ADM4-131-2015/ADM4-DS-071-2015	23 de febrero del 2015	Décimo segundo Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
14	ADM4-169-2015/ADM4-DS-088-2015	10 de marzo del 2015	Décimo tercero Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
15	ADM4-202-2015/ADM4-DS-102-2015	23 de marzo del 2015	Décimo cuarto Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
16	ADM4-233-2015/ADM4-DS-111-2015	6 de abril del 2015	Décimo quinto Informe de Avance del Plan de Acción de la Contingencia Ambiental del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.

Elaboración: DFSAI – OEFA

Fuente: Medios probatorios del Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS.

I.6 Los actuados en el presente procedimiento administrativo sancionador

- Mediante la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI emitida y notificada el 6 de agosto del 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA (en adelante, la Subdirección de Instrucción e Investigación) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú, por la supuesta comisión de infracciones ambientales referidas al derrame de petróleo en el kilómetro 42 del

Tramo I del Oleoducto Norperuano. En la imputación a título de cargo se establecieron los siguientes presuntos incumplimientos¹⁸:

Cuadro N° 4

N°	Presunta conducta infractora	Norma que establece la obligación	Norma que tipifica la conducta y la eventual sanción	Calificación de la gravedad de la sanción	Eventual sanción
1	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al kilómetro 42 del Tramo I Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.	Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.	Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.	Muy Grave	De 100 a 10000 UIT
			Numeral 2.5 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.	Muy Grave	De 150 a 15000 UIT
2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no detectó y, por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.	Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.	Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.	Muy Grave	De 100 a 10000 UIT
			Numeral 2.5 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de		De 500 a 15000 UIT

¹⁸ Folios 179 al 194 del expediente.

N°	Presunta conducta infractora	Norma que establece la obligación	Norma que tipifica la conducta y la eventual sanción	Calificación de la gravedad de la sanción	Eventual sanción
			Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.	Muy Grave	
3	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. sería responsable del derrame ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana.	Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 3.3 de la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, incluida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobado por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	-	Hasta 10000 UIT

Elaboración: Subdirección de Instrucción e Investigación – OEFA.
Fuente: Subdirección de Instrucción e Investigación – OEFA.

17. En la mencionada Resolución Subdirectoral se indicó lo siguiente:

- Primera imputación: conforme lo establece el instrumento de gestión ambiental, Petroperú se obligó a realizar de manera continua un mantenimiento interno y externo del Oleoducto Norperuano. Sin embargo, del Acta de Supervisión Directa del 9 de julio del 2014, así como del Reporte Preliminar de Supervisión, se desprende que la posible causa del derrame de petróleo sería una fisura ocasionada por el proceso corrosivo externo del Oleoducto Norperuano, lo cual se habría acelerado por la falta de mantenimiento preventivo al kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

En ese sentido, de acuerdo al ITA, la zona en la cual se produjo la fisura se encontraba desprotegida, es decir, sin pintura y/o algún tipo de revestimiento que la proteja, lo que implicaría que el ducto habría estado expuesto a los efectos de la corrosión externa. De igual manera, en el Acta de Supervisión del 22 al 25 de julio del 2014 se advierte que existen otros tramos, en los cuales el Oleoducto Norperuano no cuenta con revestimiento, lo que evidenciaría la falta de un adecuado mantenimiento al ducto por parte del administrado.

- Segunda imputación: la Dirección de Supervisión verificó que el crudo derramado en el ambiente comprendía un área de 250 metros de longitud y 10 metros de ancho; asimismo, de acuerdo a las mediciones realizadas en campo con la información recopilada, se estimó que el volumen derramado de crudo sería de 2 660 barriles aproximadamente.

En tal sentido, se advertiría que el administrado no habría realizado un adecuado control luego de ocurrido el derrame, ya que el volumen derramado fue de gran

magnitud. Asimismo, se habría controlado oportunamente el derrame si se hubiera advertido inmediatamente la posible baja de presión del bombeo. Una de las acciones de control era la paralización inmediata del bombeo de crudo, de acuerdo a lo establecido en el Plan de Contingencia.

- Tercera imputación: en el marco de los procedimientos administrativos sancionadores, el titular de las actividades es responsable por los impactos ambientales negativos que se produzcan como consecuencia del desarrollo de las mismas, conforme a lo señalado en el Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM (en adelante RPAAH). Asimismo, el artículo 4° del RPAAH define el impacto ambiental como el efecto que las acciones del hombre o de la naturaleza causan en el ambiente natural y social.

En el marco de las supervisiones realizadas se verificó que el derrame se produjo durante el desarrollo del transporte de crudo por el Oleoducto Norperuano, el cual es de titularidad de Petroperú.

- Daño real a la flora y fauna

El derrame habría producido daño real a la flora (gramalote), a la fauna acuática del canal de flotación del Oleoducto Norperuano y a la fauna terrestre que lo circunda, específicamente a los peces, pues se encontraron ejemplares muertos en las márgenes del referido canal.

- Daño real a la salud humana

Del Reporte Preliminar de Emergencia Ambiental, se desprende que pobladores de la localidad de Cuninico realizan sus actividades diarias tanto de subsistencia (pesca) como de recreación o higiene (juegos y baño) en el río Cuninico. No obstante, y conforme reconoció el administrado en dicho documento, el derrame habría podido contaminar las aguas del río Cuninico.

Asimismo, durante la tercera supervisión, el personal del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, OEFA) pudo verificar que Petroperú instaló un Centro Médico Provisional en la Comunidad Nativa Cuninico para prestar atención médica básica a los pobladores. En dicho centro se atendió a más de quinientas (500) personas, de las cuales veinticinco (25) presentaron síntomas de **diarrea**.

Además, durante dicha supervisión se realizó una encuesta a veinticinco (25) personas de la Comunidad Nativa Cuninico respecto de la percepción de las consecuencias del derrame, quienes sostuvieron que se vieron afectadas específicamente en su salud debido a la presencia de diversos síntomas, tales como dolor de cabeza, diarrea, vómito y dolor de estómago.

Más aún, en el Centro de Salud de Maypuco, se registraron seis (6) casos de pacientes pertenecientes a la Comunidad Nativa Cuninico atendidos con fecha posterior al derrame. En dicho listado se señalan como diagnósticos o síntomas tratados: amigdalitis, urticaria y **enfermedad diarreica aguda (EDA) acuosa**.

18. En síntesis, a partir de los medios probatorios recabados por el equipo de supervisores y el análisis de los indicios del caso, se inició el procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú y se le otorgó un plazo improrrogable de quince (15)

días hábiles contado a partir del día siguiente de notificada la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, a efectos de que formule los descargos que correspondan, de conformidad con el Numeral 13.1 del Artículo 13° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/DS (en adelante, RPAS).

19. Dentro del plazo otorgado, a través del escrito del 27 de agosto del 2014, Petroperú presentó sus descargos a las mencionadas imputaciones y solicitó el uso de la palabra¹⁹. Cabe precisar que el detalle de los referidos descargos se resume en el acápite I.8 de la presente resolución.
20. Mediante Proveído N° 2, notificado el 9 de setiembre del 2014²⁰, la Subdirección de Instrucción e Investigación comunicó a Petroperú la programación de la Audiencia de Informe Oral, de conformidad con lo establecido en el Numeral 17.1 del artículo 17° del RPAS²¹. Asimismo, a través de dicho proveído se le solicitó que durante la audiencia haga entrega del plano topográfico del área afectada por el derrame de petróleo, el cual fue ofrecido en calidad de medio probatorio en su escrito de descargos.
21. Dentro del plazo otorgado, a través del escrito del 16 de setiembre del 2014²², Petroperú presentó un disco compacto que contiene el documento "Manual de diseño definitivo del Oleoducto Norperuano" solicitado mediante el Proveído N° 3²³.
22. El 18 de setiembre del 2014 se llevó a cabo la Audiencia del Informe Oral, la cual tuvo una duración aproximada de dos (2) horas²⁴. Al respecto, cabe precisar que, durante dicha audiencia, Petroperú presentó el plano topográfico del área afectada por el derrame, de acuerdo a lo solicitado a través del Proveído N° 2.
23. El 29 de setiembre del 2014, la Dirección de Supervisión remitió a la Dirección de Fiscalización el Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID de fecha 26 de setiembre del 2014, mediante el cual realizó un análisis técnico de la documentación presentada por Petroperú en relación con el derrame de petróleo crudo ocurrido²⁵.
24. El 30 de setiembre del 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, OSINERGMIN) remitió a la Subdirección de Instrucción e Investigación el Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD²⁶, en el que adjuntó los Informes

¹⁹ Folios 195 al 793 reverso del expediente.

²⁰ Folios 800 al 802 del expediente.

²¹ **Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD**
"Artículo 17°.- La audiencia de informe oral
17.1 *La Autoridad Decisora podrá, de oficio o a solicitud de parte, citar a audiencia de informe oral, con no menos de tres (3) días hábiles de anticipación.*"

²² Folios 809 y 810 del expediente.

²³ Mediante Proveído N° 3 notificado el 11 de setiembre del 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió a Petroperú que presente de manera completa una copia simple y/o digital del documento referido en su escrito de descargos, "Manual de Diseño Definitivo del Oleoducto Norperuano", elaborado por la empresa Bechtel Corporation.

²⁴ Folios 812 y 813 del expediente. Cabe indicar que por Proveído N° 4 notificado el 12 de setiembre del 2014, en atención a la solicitud de Petroperú realizada mediante escrito del 11 de setiembre de 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación reprogramó la Audiencia de Informe Oral para el 18 de setiembre del 2014.

²⁵ Folios 823 al 1072 del expediente.

²⁶ Folios 1073 al 1116 del expediente.

de Avance de los Planes de Mantenimiento del Oleoducto Norperuano de los años 2011, 2012, 2013, y el Plan de Mantenimiento programado para el 2014, solicitados mediante Oficio N° 192-2014-OEFA/DFSAI/SDI²⁷.

25. Por medio del Memorándum N° 3121-2014/OEFA-DS del 1 de octubre del 2014²⁸, la Dirección de Supervisión remitió a la Dirección de Fiscalización, los resultados de los análisis de laboratorio de las muestras de agua, suelo y biológicas, tomadas durante la primera, segunda, tercera y cuarta supervisión, efectuadas al río Cuninico y a la zona del derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.
26. Mediante escrito recibido el 29 de octubre del 2014²⁹, Petroperú presentó sus observaciones a los documentos que le fueron remitidos a través del Proveído N° 5 (Informe N° 379-2014-OEFA/DS/HID y anexos, Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD y anexos; y, Memorándum N° 3121-2014/OEFA-DS y adjuntos)³⁰. A fin de sustentar su posición, remitió como anexo el Informe Técnico N° OLEO-863-2014 - Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID, de fecha 27 de octubre del 2014, elaborado por el administrado.
27. Por escrito recibido el 5 de noviembre del 2014³¹, Petroperú presentó sus observaciones a los argumentos expuestos por la Dirección de Supervisión durante la Audiencia de Informe Oral realizada el 18 de setiembre de 2014.
28. A través del Proveído N° 9, notificado el 17 de noviembre del 2014³², la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió a Petroperú que presente copia simple y/o digital de los reportes de inspección visual y con equipos de ultrasonido efectuados por la Compañía ATAC S.A.C. (en adelante, Cía. ATAC S.A.C) consignados en calidad de medio probatorio en su escrito del 29 de octubre del 2014, conforme a lo establecido en el Numeral 169.1 del Artículo 169°, en concordancia con el Numeral 159.1 del Artículo 159° de la Ley 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, LPAG). En atención a dicho requerimiento, el 20 de noviembre del 2014 Petroperú remitió copia simple del Informe de Inspección Visual efectuado por la empresa Cía. ATAC S.A.C³³.

²⁷ A través del Oficio N° 192-2014-OEFA-DFSAI/SDI del 5 de setiembre del 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió al OSINERGMIN la siguiente documentación: (i) Planes Maestros de Mantenimiento de los Equipos de Estación, (ii) Planes de Mantenimiento Preventivos y Predictivos de derecho de vía y tuberías del Tramo I del Oleoducto Norperuano, (iii) Mantenimientos de la Planta, derecho de vía, tuberías, entre otros; y (iv) cualquier otro tipo de documento relacionado al mantenimiento del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

²⁸ Folios 1117 al 1206 del expediente.

²⁹ Folios 1219 al 1310 reverso del expediente.

³⁰ A través del Proveído N° 5 notificado el 7 de octubre de 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación corrió traslado a Petroperú de los siguientes documentos: (i) Informe N° 379-2014-OEFA/DS/HID y anexos, (ii) Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD y anexos; y, (iii) Memorándum N° 3121-2014/OEFA-DS y adjuntos, otorgándole un plazo de quince (15) días hábiles, a efectos de que formule las observaciones que considere necesarias.

³¹ Folios 1322 al 1479 reverso del expediente.

³² Folio 1517 y reverso del expediente.

Cabe señalar que por error material el proveído se denominó Proveído N° 8; sin embargo, debió denominarse Proveído N° 9, lo cual fue rectificado oportunamente mediante el Proveído N° 10, notificado a Petroperú el 25 de noviembre del 2014. Al respecto, la rectificación del error material incurrido en dicho proveído no altera lo sustancial de su contenido, cuyos efectos son plenamente eficaces desde la fecha de su notificación, de conformidad con lo establecido en el Numeral 1 del Artículo 201° de la Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General.

³³ Folios 1539 al 1546 reverso del expediente.

29. La Dirección de Supervisión remitió a la Dirección de Fiscalización, los siguientes informes técnicos complementarios:

Cuadro N° 5

Informe Técnico Complementario N°	Objeto
454-2014-OEFA/DS-HID	Se analizan los monitoreos ambientales efectuados durante la primera, segunda y tercera supervisión, y determina el grado de afectación de la calidad del agua superficial, suelo, sedimentos y recursos acuáticos, como consecuencia del derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano ³⁴ .
469-2014-OEFA/DS-HID	Se analizan los monitoreos ambientales efectuados durante la cuarta supervisión, y determina el grado de afectación de la calidad del agua superficial, suelo, sedimentos y recursos acuáticos, como consecuencia del derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano ³⁵ .
484-2014-OEFA/DS-HID	Se analizan las acciones de remediación efectuadas por Petroperú en la zona del derrame, de acuerdo a lo establecido en su cronograma ³⁶ .
485-2014-OEFA/DS-HID	Se analiza el monitoreo biológico de flora respecto del derrame de petróleo crudo en el Kilómetro 41 + 833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano ³⁷ .

Elaboración: DFSAI - OEFA

Fuente: Dirección de Supervisión – OEFA

30. A través del escrito recibido el 5 de diciembre del 2014³⁸, Petroperú presentó sus observaciones a los Informes Técnico Complementarios N° 454-2014-OEFA/DS-HID y N° 469-2014-OEFA/DS-HID mencionados en el numeral precedente³⁹.
31. Mediante escrito recibido el 16 de diciembre del 2014⁴⁰, Petroperú presentó sus observaciones a los Informes Técnico Complementarios N° 484-2014-OEFA/DS-HID y N° 485-2014-OEFA/DS-HID mencionados en el numeral anterior al precedente⁴¹.
32. Mediante escrito recibido el 23 de diciembre del 2014⁴², Petroperú presentó, en calidad de medio probatorio adicional, el Informe Técnico “Observaciones sobre los Informes

³⁴ Recibido el 18 de noviembre de 2014 e incorporado al expediente mediante Razón Subdirectoral del 24 de noviembre de 2014. Folios 1548 al 1808 del expediente.

³⁵ Mediante Memorandum N° 4051-2014-OEFA/DS del 21 de noviembre de 2014. Folios 1810 al 1915 del expediente.

³⁶ Mediante Memorandum N°4258-2014-OEFA/DS del 2 de diciembre de 2014. El documento se encuentra contenido en el disco compacto adjunto en el folio 1946 del expediente

³⁷ Mediante Memorandum N°4259-2014-OEFA/DS del 2 de diciembre de 2014. El documento se encuentra contenido en el disco compacto adjunto en el folio 1948 del expediente.

³⁸ Folios 1965 al 1990 del expediente.

³⁹ Mediante Proveído N° 10 notificado el 25 de noviembre del 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación corrió traslado a Petroperú de los Informes Técnico Complementario N° 454-2014-OEFA/DS-HID y N° 469-2014-OEFA/DS-HID, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles, a efectos de que presente las observaciones que considere pertinentes, posteriormente, mediante Proveído N° 11 notificado el 28 de noviembre de 2014, se otorgó un plazo adicional de cinco (5) días hábiles, en atención a la solicitud realizada por Petroperú mediante escrito recibido el 27 de noviembre de 2014.

⁴⁰ Folios 1992 al 2014 del expediente.

⁴¹ Mediante Proveído N° 12 notificado el 3 de diciembre del 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación corrió traslado de los Informes Técnicos Complementarios números 484-2014-OEFA/DS-HID y 485-2014-OEFA/DS-HID, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles para que presente los alegatos correspondientes, posteriormente por Proveído N° 13 se amplió el plazo a cinco (5) días hábiles adicionales, en atención al escrito presentado por Petroperú recibido el 5 de diciembre de 2014.

⁴² Folios del 2018 al 2028 del expediente.

Técnicos del Proveído N° 12 de la OEFA” elaborado por la empresa ERM Perú S.A., consultora ambiental contratada por Petroperú.

33. El 4 de febrero del 2015 la Dirección General de Salud Ambiental (en adelante, DIGESA) remitió a la Subdirección de Instrucción e Investigación, el Oficio N° 675-2015/DEPA/DIGESA al que adjuntó el Informe N° 5353-2014/DEPA/DIGESA del 1 de octubre del 2014, mediante el cual evaluó los resultados de los monitoreos efectuados en las aguas de la quebrada Cuninico y del río Marañón y en el que concluyó lo siguiente⁴³:
- En los puntos monitoreados en la quebrada Cuninico se cumplen los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua (en adelante, ECA agua) respecto de los parámetros plata, aluminio, boro, bario, berilio, cadmio, cobalto, cromo, cobre, litio, magnesio, manganeso, mercurio e hidrocarburos totales de petróleo, excepto en el caso del parámetro hierro; y,
 - En los puntos monitoreados en el río Marañón existen excesos de los ECA agua respecto de los parámetros aluminio, hierro, manganeso, plomo, selenio e hidrocarburos totales de petróleo⁴⁴.
34. El 6 de febrero del 2015, Petroperú presentó sus observaciones al video de las actividades realizadas por el OEFA durante la sexta supervisión especial del 22 de noviembre del 2014 al Kilómetro 41 + 833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, remitido mediante el Proveído N° 29⁴⁵. El escrito presentado contiene información técnica sobre los productos *Orange Tough 90* y *Oclansorb*, un video efectuado por Petroperú respecto de las actividades de remediación e informes de resultados de monitoreo de agua y suelo realizados por la empresa Penning S.A.C. durante el mes de noviembre del 2014⁴⁶.
35. Asimismo, el 6 de febrero del 2015 Petroperú presentó alegatos adicionales en los cuales solicitó⁴⁷ que al momento de resolver no sea considerada la Resolución de Capitanía N° 014-2014-YU-M mediante la cual la Dirección General de Capitanías y Guardacostas del Perú sancionó a Petroperú con una multa ascendente a cincuenta (50) Unidades Impositivas Tributarias por infringir lo establecido en el Artículo F-020101 del Reglamento de la Ley de Control y Vigilancia de Actividades Marítimas, Fluviales y Lacustres, aprobado mediante Decreto Supremo N° 028-DE-MGP⁴⁸.

⁴³ Por medio del Oficio N° 008-2015-OEFA-DFSAI/SDI del 27 de enero del 2015, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió a la DIGESA, los resultados de los análisis de las muestras de agua efectuadas en determinados puntos del río Cuninico con ocasión del derrame ocurrido. Folio 2169 y reverso del expediente.

⁴⁴ Folios 2170 al 2179 del expediente.

⁴⁵ A través del Proveído N° 29 notificado el 27 de enero de 2015, se corrió traslado a Petroperú del Memorandum N°222-2015-OEFA/DS mediante el cual la Dirección de Supervisión remitió a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un disco compacto que contiene un video de las actividades realizadas durante la sexta supervisión especial del 22 de noviembre del 2014 al kilómetro 41 + 833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. En dicho proveído se otorgó a Petroperú un plazo de tres (3) días hábiles a efectos de presentar las observaciones que considere pertinentes, posteriormente, mediante Proveído N° 30 notificado el 30 de enero del 2015, se amplió el plazo otorgado a cinco (5) días hábiles adicionales, en atención al pedido formulado por Petroperú mediante su escrito recibido el 28 de enero de 2015.

⁴⁶ Folios 2181 al 2268 del expediente.

⁴⁷ La solicitud se basa en los cuestionamientos de fondo y forma realizados por Petroperú a dicha resolución y porque la misma fue apelada en el procedimiento administrativo sancionador respectivo.

⁴⁸ Folios 2269 al 2317 del expediente.

36. A través del Proveído N° 31, notificado el 11 de febrero del 2015⁴⁹, se requirió a Petroperú que en un plazo de tres (3) días hábiles presente copia simple y/o digital del Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano.
37. Cabe indicar que Petroperú, mediante escrito presentado el 13 de febrero del 2015, solicitó una ampliación de plazo otorgado a través del Proveído N° 31 con la finalidad de atender el requerimiento formulado; posteriormente, mediante Proveído N° 32, notificado el 16 de febrero de 2015, la Subdirección de Instrucción e Investigación le otorgó un plazo adicional de tres (3) días hábiles.
38. El 19 de febrero del 2015, Petroperú expuso los motivos por los cuales no daría cumplimiento al requerimiento efectuado mediante el Proveído N° 31 referido a la presentación del Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano⁵⁰. Al respecto, señaló lo siguiente:
- El requerimiento efectuado resulta inútil e innecesario dado que no guarda relación con los hechos imputados materia del presente procedimiento administrativo sancionador.
 - El OEFA no es competente para evaluar el contenido del Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano.
 - El Estudio de Riesgos aún no ha sido aprobado por el OSINERGMIN por lo que no es jurídicamente válido.
39. El 5 de marzo del 2015 la Dirección Regional de Salud de Loreto - DIRESA Loreto⁵¹, mediante el Oficio N° 209-2015-GRL-DRSL/30.09.04 remitió el Informe N° 003-2015-GRL-DRSL/UEPA del 15 de enero del 2015, mediante el cual señala que el 5 de julio y el 5 de setiembre del 2014 se realizaron monitoreos en las aguas de la quebrada Cuninico presuntamente contaminadas como consecuencia del derrame de crudo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano. En dicho informe se señala que las muestras fueron remitidas al laboratorio de DIGESA mediante los Oficios N° 528-2014-GRL-DRSL/30.09.04 y N° 773-2014-GRL-DRSL/30.09.01.
40. El 12 de marzo del 2015, mediante el Oficio N° 572-2015-OS-GFHL/UPPD, el OSINERGMIN respondió el requerimiento realizado por la Subdirección de Instrucción e Investigación⁵², señalando que de conformidad con lo dispuesto por el RPAAH, la solicitud referida al Estudio de Riesgos del Tramo I del Oleoducto Norperuano sería remitida a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM, por corresponder al ámbito de su competencia⁵³.

⁴⁹ Folios 2318 y reverso del expediente.

⁵⁰ Folios 2331 al 2336 del expediente.

⁵¹ Mediante Oficio N° 014-2015-OEFA-DFSAI/SDI, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió a la Dirección Regional de Salud de Loreto – DIRESA Loreto información relacionada con las posibles afectaciones a la salud de los pobladores de las Comunidades Nativas Cuninico, San Francisco, San Antonio, Maypuco, Pueblo Joven 6 de Mayo, Nueva Esperanza, San Pedro y/o cualquier otra localidad, como consecuencia del derrame ocurrido en el kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. Folios 2330 y reverso del Expediente

⁵² El 13 de febrero del 2015, mediante Oficio N° 017-2015-OEFA-DFSAI/SDI la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió a la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos del OSINERGMIN una copia simple y/o digital de los Estudios de Riesgos que correspondan al Tramo I del Oleoducto Norperuano. Folio 2338 y reverso del Expediente.

⁵³ Folios 2353 del expediente.

41. El 16 de marzo del 2015, mediante el Oficio N° 026-2015-SANIPES/DSNPA, el Organismo Nacional de Sanidad Pesquera – SANIPES, señaló que sus áreas competentes se encuentran evaluando la situación sanitaria en el marco de su competencia en recursos hidrobiológicos⁵⁴, cuyos resultados serán recogidos en un informe técnico y remitidos al OEFA de manera oportuna⁵⁵.
42. El 17 de marzo del 2015, Petroperú presentó⁵⁶ la absolución del pliego de preguntas dirigidas a la médica Carmen Paredes Salazar –quien dirige el Centro de Atención Médica Provisional de Petroperú ubicado en la Comunidad Nativa Cuninico– de conformidad con la solicitud realizada mediante el Proveído N° 33⁵⁷.
43. El detalle de las actuaciones del presente procedimiento administrativo sancionador se encuentran en el Anexo I.

I.7 Las solicitudes de incorporación al presente procedimiento administrativo sancionador por parte de terceros interesados

44. Mediante escritos recibidos el 13 de octubre del 2014⁵⁸, los señores Armando Arce del Águila, Julio Emilio Arirua Nashnate y Galo Vásquez Silva, en representación de las Comunidades Nueva Esperanza, San Francisco y Cuninico⁵⁹, respectivamente, solicitaron su incorporación al presente procedimiento administrativo sancionador, arguyendo que se vieron afectados por el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano⁶⁰.
45. Por escrito recibido el 30 de octubre del 2014⁶¹, el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú (en adelante, IDLADS) solicitó su incorporación al presente procedimiento administrativo sancionador, alegando que las presuntas conductas infractoras podrían haber generado un daño real al ambiente en afectación de intereses difusos y colectivos⁶².

⁵⁴ El 20 de febrero del 2015, mediante Oficio N° 022-2015-OEFA-DFSAI/SDI, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió al Ministerio de la Producción que remita la información relacionada con las posibles afectaciones al recurso hidrobiológico en el ámbito de su competencia, como consecuencia del derrame ocurrido en el kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

⁵⁵ Folios 2354 del expediente.

⁵⁶ Folios 2355 al 2360 del expediente.

⁵⁷ A través del Proveído N° 33 notificado el 9 de marzo del 2015, se requirió a Petroperú que recabe la declaración de la médica Carmen Paredes Salazar, en atención a la solicitud que realizara en su escrito de descargos del 27 de agosto de 2014, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles, posteriormente, a través del Proveído N° 34 notificado el 12 de marzo del 2015, se otorgó a Petroperú un plazo adicional de tres (3) días hábiles en atención a su solicitud realizada el 11 de marzo de 2015.

⁵⁸ Folios del 1209 al 1211 del expediente.

⁵⁹ Dichas comunidades nativas se encuentran en el distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto.

⁶⁰ A través del Proveído N° 6 notificado el 29 de octubre de 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación solicitó a las referidas comunidades nativas acreditar su personería jurídica, así como la representación de los señores Armando Arce del Águila, Julio Emilio Arirua Nashnate y Galo Vásquez Silva, de acuerdo a lo establecido en los Artículos 52, 53° y Numeral 1 del Artículo 113° de la LPAG. Ver Anexo I.

⁶¹ Folios 1486 al 1515 del expediente.

⁶² A través del Proveído N° 8 notificado el 12 de noviembre del 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió al IDLADS sustentar cuáles son los derechos o intereses legítimos que podrían verse afectados con la decisión que se emita en el presente procedimiento administrativo sancionador, de acuerdo a lo establecido en el de Numeral 2 del Artículo 51° de la LPAG. Así, mediante escrito recibido el 17 de noviembre del 2014, el IDLADS justificó su legítimo interés para participar en el presente procedimiento. Ver Anexo I.

46. Mediante la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI emitida el 24 de noviembre del 2014 y notificada el 27 de noviembre del mismo año⁶³, la Subdirección de Instrucción e Investigación resolvió incorporar al procedimiento como terceros con interés legítimo a las siguientes personas:

Cuadro N° 6

N°	PERSONAS NATURALES/JURIDICAS
1	Comunidad Nativa Cuninico, representada por el señor Galo Vasquez Silva.
2	Comunidad Nativa San Francisco, representada por el señor Julio Emilio Arirua Nashnate.
3	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible.
4	Armando Arce del Águila ⁶⁴ .

Elaboración: DFSAI - OEFA

Fuente: Subdirección de Instrucción e Investigación – OEFA.

47. Adicionalmente, en la mencionada resolución se dispuso notificar a los terceros con interés legítimo de los actuados en el presente procedimiento administrativo sancionador⁶⁵.
48. A través del Proveído N° 10, notificado el 25 de noviembre del 2014⁶⁶, la Subdirección de Instrucción e Investigación corrió traslado a Petroperú de los actuados relacionados a la incorporación de los terceros con interés legítimo y le otorgó el plazo de tres (3) días hábiles para que presenten las observaciones que considere pertinentes. Al respecto, mediante escrito recibido el 27 de noviembre del 2014⁶⁷, Petroperú solicitó la exclusión de los terceros con interés legítimo⁶⁸.
49. Mediante escrito recibido el 13 de enero del 2015⁶⁹, los representantes de las Comunidades Nativas Cuninico y San Francisco solicitaron que se dicten medidas cautelares contra Petroperú a favor de sus comunidades, toda vez que, según señalan, sus actividades económicas de subsistencia (pesca, cultivo, entre otras) se habrían visto afectadas por el derrame de petróleo.
50. A través del Proveído N° 1MC, notificado a las Comunidades Nativas Cuninico y San Francisco el 27 de enero del 2015⁷⁰, la Subdirección de Instrucción e Investigación requirió que precisen la solicitud contenida en el escrito del 13 de enero del 2015; que en caso se tratase de una medida cautelar, se solicitó que presenten los medios probatorios que acrediten los requisitos para su dictado. El plazo otorgado fue de tres (3) días hábiles a partir del día siguiente de su notificación⁷¹.

⁶³ Folios del 1923 al 1927, 1943 y del 1959 al 1961 del expediente.

⁶⁴ Cabe precisar que, el señor Armando Arce del Águila no cumplió con presentar los documentos solicitados por la Subdirección de Instrucción e Investigación, a fin de acreditar la personería jurídica de la Comunidad Nueva Esperanza, así como su representación. En ese sentido, la Subdirección de Instrucción e Investigación resolvió incorporar al procedimiento al señor Armando Arce del Águila en calidad de persona natural.

⁶⁵ Ver Anexo I.

⁶⁶ Folio 1928 del expediente.

⁶⁷ Folio 1937 al 1942 del expediente.

⁶⁸ Ver Anexo I.

⁶⁹ Folio del 2077 al 2078 del expediente.

⁷⁰ A través del Proveído N° 1MC se dio apertura al Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS-MCA

⁷¹ Folios 1 y 2 del Expediente Cautelar N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS-MCA.

51. A través del Proveído N° 2MC, notificado a las Comunidades Nativas Cuninico y San Francisco el 12 de febrero del 2015, la Subdirección de Instrucción e Investigación reiteró el pedido de precisión efectuado mediante el Proveído N° 1MC, para lo cual se les otorgó un nuevo plazo de tres (3) días hábiles a partir del día siguiente de su notificación⁷².
52. El 23 de febrero de 2015, el señor Galo Vásquez Silva presentó medios probatorios con la finalidad de sustentar la solicitud de medida cautelar efectuada contra Petroperú⁷³, en atención al requerimiento realizado a través de los Proveídos N° 1MC y 2MC.
53. Mediante los Oficios Múltiples N° 044 y 046-2015-MINAM/VMGA/DGCA, recibidos el 19 y 20 de febrero de 2015, respectivamente, se adjuntaron dos actas correspondientes a las reuniones interinstitucionales realizadas y el Informe Técnico N° 0096-2015-MINAM/VMGA/DGCA del 17 de febrero de 2015, mediante el cual, la Dirección General de Calidad Ambiental del MINAM evaluó la procedencia de la Declaratoria de Emergencia Ambiental solicitada por las comunidades.
54. Posteriormente, a través del Oficio Múltiple N° 099-2015-MINAM/VMGA/DGCA del 21 de abril de 2015, recibido por el OEFA el 22 de abril del mismo año, el MINAM remitió el Informe Técnico N° 0122-2015-MINAM/VMGA/DGCA del 10 de marzo de 2015, en el cual realizó una evaluación y análisis de los criterios para la procedencia de la Declaratoria de Emergencia Ambiental, ello a fin de atender la solicitud formulada por las comunidades⁷⁴. A través del mencionado informe técnico, el MINAM denegó la citada solicitud⁷⁵.
55. El 3 de junio de 2015, el señor Galo Vásquez Silva presentó fotografías y videos con testimonios sobre el estado de la remediación de la zona del derrame de petróleo y sobre las consecuencias en la salud de los pobladores.

I.8 Argumentos formulados por Petroperú

56. En el presente procedimiento administrativo sancionador, Petroperú ha presentado los siguientes argumentos de defensa:

A) Argumentos de carácter procesal

i) Presunto conflicto de competencias entre el OEFA y el OSINERGMIN

- Mediante las Resoluciones de Consejo Directivo números 003-2010-OEFA/CD y 001-2011-OEFA/CD se aprobaron los aspectos objeto de las transferencias de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental en los sectores de minería y energía por parte del OSINERGMIN a favor del OEFA.
- La Ley N° 29901, Ley que precisa competencias del OSINERGMIN, establece que dicha entidad es la autoridad competente para la supervisión y fiscalización del

⁷² Folios del 3 al 6 del Expediente Cautelar N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS-MCA.

⁷³ Folios del 24 al 105 del Expediente Cautelar N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS-MCA.

⁷⁴ Mediante escrito recibido por el MINAM el 19 de enero de 2015, las Comunidades solicitaron se declare en emergencia ambiental la zona afectada por el derrame de petróleo ocurrido en la Quebrada Cuninico.

⁷⁵ Folio 125 y 125 reverso del expediente cautelar.

cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas en materia de seguridad en los sectores de minería, hidrocarburos y electricidad.

- La Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, establece que el OEFA se encarga de la evaluación, supervisión, control, fiscalización y sanción en materia ambiental.
- El Artículo 70° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, establece que el OSINERGMIN fiscaliza el cumplimiento de: (i) las disposiciones señaladas en dicho Reglamento; y, (ii) las normas de seguridad sobre el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de un ducto y la prestación del servicio de transporte.
- En virtud de las disposiciones señaladas, en opinión de Petroperú, el OEFA no cuenta con las facultades, conocimientos ni experiencia para determinar los aspectos técnicos vinculados a la infraestructura del Oleoducto Norperuano, sino que dichas funciones corresponden al OSINERGMIN. Por ello, el OEFA no tiene competencia para pronunciarse sobre lo siguiente:
 - La idoneidad o eficacia de las actividades de mantenimiento externo e interno que se realizan en el Oleoducto Norperuano.
 - Los aspectos técnicos de los bombeos efectuados en el mes de junio de 2014.
 - Las causas de la fisura del Oleoducto Norperuano en el tramo en el cual se produjo el derrame de petróleo crudo.
- En ese marco, el OEFA solo es competente para determinar si el derrame de crudo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano se debe a un incumplimiento del PAMA.
- Sin perjuicio de lo señalado, en el supuesto que el OEFA se atribuya la competencia para pronunciarse respecto de las imputaciones materia del presente procedimiento administrativo sancionador, debería solicitar opinión técnica al OSINERGMIN o esperar su pronunciamiento sobre los hechos.
- Sobre el requerimiento de información realizado el 11 de febrero de 2015, mediante el cual el OEFA solicitó a Petroperú la presentación de una copia simple y/o digital del Estudio de Riesgos del Oleoducto Norperuano se señala lo siguiente:
 - El OEFA no es competente para evaluar y analizar el contenido del Estudio de Riesgos ya que no cuenta con las facultades ni experiencia para analizar e interpretar su contenido, en la medida que es un aspecto técnico vinculado a la infraestructura del Oleoducto Norperuano.
 - El Estudio de Riesgos se encuentra actualmente en evaluación por parte del OSINERGMIN, por lo que no existe desde el punto de vista legal.
 - El Estudio de Riesgos no es un medio de prueba idóneo para que el OEFA logre llegar a la verdad material en el presente caso, ya que no se refiere a obligaciones de mantenimiento ni a las acciones *ex post* para controlar una contingencia ambiental que pueda ocurrir en dicho Oleoducto.

ii) Presunta vulneración de los principios de legalidad, tipicidad y taxatividad mediante la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI por la cual se dio inicio al procedimiento administrativo sancionador

- La segunda imputación establecida por la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI vulnera los principios de legalidad, tipicidad y taxatividad ya que la conducta prevista en la tipificación no corresponde a los hechos materia de imputación.
- En la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI se señala que la presunta conducta infractora es no haber detectado ni controlado a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana, la misma que estaría tipificada en los Numerales 2.4 y 2.5 de la Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, Tipificación de infracciones administrativas y escala de sanciones relacionadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas.
- Existe una total disconformidad entre el hecho y la tipificación porque esta última supone lo siguiente: i) el incumplimiento del Instrumento de Gestión Ambiental y ii) la producción de daño real a la flora, fauna, vida o salud humana; siendo que en el presente caso no se cumple el primer supuesto.

iii) Presunta variación irregular de la imputación de cargos

- El 7 de octubre del 2014, el OEFA notificó a Petroperú el Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre del 2014, el cual contiene el análisis realizado por la Dirección de Supervisión sobre la documentación presentada por Petroperú al OEFA: el Reporte Final de Emergencias Ambientales, presentado el 5 de agosto del 2014 y la información requerida mediante el acta de supervisión, presentada entre el 6 y 11 de agosto del 2014.
- El Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID recoge tres nuevas imputaciones contra Petroperú, las cuales fueron incorporadas de manera implícita.
- La inclusión de las nuevas imputaciones es irregular por lo siguiente:
 - Es un ejercicio incorrecto de potestades instructivas, ya que se introducen imputaciones implícitas, mediante un medio de prueba posterior a la resolución de cargos.
 - Se vulnera la preclusión en cuanto a la oportunidad y contenido de la imputación de cargos, la misma que aplica para el correcto desenvolvimiento y tramitación del procedimiento administrativo sancionador y para garantizar el ejercicio del derecho de defensa del administrado.
 - La inalterabilidad de los cargos encuentra una excepción puntual en el caso del procedimiento administrativo sancionador a cargo del OEFA, pues el artículo 14° del RPAS permite la variación de la imputación de cargos siempre que se permita la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de defensa.

iv) Presunta vulneración de los principios del procedimiento administrativo sancionador

- En la tramitación del procedimiento administrativo sancionador se vulneraron los siguientes principios:

Principio de verdad material y de presunción de licitud

- La carga de la prueba recae sobre el OEFA, de manera que corresponde a dicha entidad acreditar fehacientemente que Petroperú cometió las infracciones imputadas en la resolución de cargos.
- Sin embargo, las imputaciones realizadas por la Subdirección de Instrucción e Investigación no se sustentan en medios probatorios ni elementos indiciarios que quiebren la presunción de inocencia de Petroperú, por los siguientes fundamentos:
 - a) Las supervisiones fueron realizadas de manera visual y sus conclusiones se basan en conjeturas.
 - b) El órgano instructor no cuenta con ningún medio científico, médico o técnico de comprobación sobre la calidad de agua, suelo o aire, que pueda sustentar el daño ambiental o de sanidad personal.
 - c) De los informes de supervisión que sustentaron el inicio del procedimiento administrativo sancionador, se advierte un total desconocimiento sobre el mantenimiento, operación y funcionamiento del Oleoducto Norperuano.
 - d) El personal a cargo de las supervisiones no cuenta con la capacidad técnica para pronunciarse sobre el estado del Oleoducto Norperuano.
- Por otro lado, se incorporaron de manera tardía los resultados de laboratorio de las muestras tomadas por el OEFA, lo cual constituye una evidente actuación administrativa antijurídica, por los siguientes motivos:
 - a) Los resultados de laboratorio fueron entregados a la Dirección de Supervisión antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador; sin embargo, fueron incorporados al expediente administrativo después del inicio, con lo cual el instructor no valoró uno de los principales medios probatorios que acreditarían que no existe contaminación en los ríos Cuninico y Marañón.
 - b) Se incumplió el Artículo 8-A° de la Resolución de Consejo Directivo N° 003-2014-OEFA/CD por el cual se modificó el Reglamento de Supervisión Directa del OEFA, ya que de acuerdo a dicha disposición el OEFA tiene la obligación de notificar al administrado todos los resultados de los análisis de las muestras en un plazo máximo de un (1) día contado a partir del día hábil siguiente de la fecha en que dichos resultados fueron recibidos, lo cual no se realizó en el presente caso.
 - c) Además de la notificación tardía, se incumplió el Artículo 150° de la LPAG sobre la unicidad del expediente.

Principio de debido procedimiento

- El OEFA ha vulnerado el derecho al debido procedimiento por no motivar debidamente el cálculo que realizó acerca del volumen de petróleo crudo derramado, con lo cual se vulneró el derecho de defensa.
- En la tramitación del procedimiento administrativo sancionador se otorgaron plazos irracionales para brindar información o formular observaciones a los documentos que eran trasladados a Petroperú, ya que el plazo otorgado era de tres (3) días hábiles. Esa situación vulnera el derecho al debido procedimiento y denota una actitud arbitraria y contraria al principio de predictibilidad.
- El OEFA notificó a Petroperú folios ilegibles donde se encontraba información sobre la cadena de custodia de los muestreos efectuados por dicha entidad. A pesar de que dichos folios fueron solicitados, el OEFA no se los proporcionó.
- Por otro lado, en una de las supervisiones realizadas durante las actividades de remediación, la Dirección de Supervisión entrevistó a un especialista de la empresa LAMOR, para conocer sobre el uso del sistema EKO-GRID; lo cual no fue notificado con anticipación a Petroperú.

Principio de imparcialidad

- Se vulnera el derecho a ser investigado por una autoridad imparcial en vía administrativa, en atención a la difusión realizada por funcionarios del OEFA sobre el procedimiento administrativo sancionador.
- v) **La Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI que incorporó al procedimiento administrativo sancionador a las Comunidades Nativas de Cuninico y San Francisco, al señor Armando Arce Águila y al Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible no se encuentra debidamente motivada**
- En la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI no se desarrollaron los argumentos por los cuales las mencionadas comunidades y el señor Arce tendrían interés legítimo, ni se precisó cuál sería su participación en el procedimiento administrativo sancionador.
 - Las Comunidades Nativas de Cuninico y San Francisco no se ubican cerca al área del derrame y según la opinión emitida por la Autoridad Nacional del Agua (en adelante, ANA), el derrame no llegó al río Cuninico ni al río Marañón, por lo que no existiría una afectación al derecho a la salud, ambiente sano o trabajo de dichas comunidades.
 - La incorporación del IDLADS no tiene sustento legal.
- vi) **Demora en el plazo para resolver**
- El RPAS del OEFA establece que la duración del procedimiento administrativo sancionador es de ciento ochenta (180) días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación del inicio del procedimiento; sin embargo, en el presente caso el plazo legal no ha sido cumplido.

B) Argumentos de carácter sustancial

i) Imputación N° 1: Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al Kilómetro 42 del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y daño potencial a la vida o salud humana

a) La ejecución del mantenimiento del Tramo I de Oleoducto Norperuano por parte de Petroperú, de acuerdo a lo establecido en el PAMA

- Mediante el documento *Final Inspection Survey Report*, elaborado por la empresa *H. Rosen Engineering GmbH*, se acredita la ejecución de inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos inteligentes durante marzo de 1999⁷⁶.
- Mediante el documento *Final Geometry Inspection Report*, elaborado por la empresa *H. Rosen Engineering GmbH* se evidencia la ejecución de inspecciones geométricas a la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano⁷⁷.
- Los Planes de Mantenimiento Preventivo y Predictivo acreditan la ejecución del mantenimiento del Oleoducto Norperuano durante los años 2005, 2007, 2009, 2010, 2011 y 2014.
- Las herramientas de inspección en línea regularmente están diseñadas para trabajar continuamente un máximo de veinticinco (25) días calendario; no obstante, emplea determinadas estrategias, a efectos de que dicho periodo se incremente hasta cuarenta (40) días calendario.
- Mediante el Informe Técnico ADS-0028-2006-OEL-PETROPERU "Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica en el ONP" de 2006, se acredita la ejecución del sistema de protección catódica al Oleoducto Norperuano.
- Se efectuó el mantenimiento a las cajas y conexiones de las estaciones de prueba (postes de toma de potenciales y postes indicadores aéreos); y no evidenciaron resultados del grado de severidad corrosiva externa (expresado como porcentaje IR⁷⁸) en progresivas cercanas a la zona del siniestro, los cuales complementan los resultados de potencial eléctrico mencionados.
- Mediante el Informe Final - Proceso CME-0077-2012-OLE/PETROPERU - "Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica Tramo I – Estación 1 – Estación 5" se acredita la realización de los monitoreos de potenciales de protección catódica en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, del 19 de enero al 21 de febrero del 2013.
- Mediante los documentos: (i) Informe - ITEM 1, Verificación Física Derecho de Vía del Tramo I ONP; así como, (ii) Informe - ITEM 2 Inspección y Verificación Física Derecho de Vía del Tramo I, se acredita la realización de dos (2) inspecciones visuales sobre el derecho de vía durante los periodos de

⁷⁶ Documento en versión digital contenido en un disco compacto incorporado al expediente mediante Razón Subdirectoral de fecha 28 de octubre del 2014. (Folio 1214 del expediente).

⁷⁷ Documento en versión digital contenido en un disco compacto incorporado al expediente mediante Razón Subdirectoral de fecha 28 de octubre del 2014. (Folio 1214 del expediente).

⁷⁸ Es decir, porcentaje de Intensidad/Resistencia, indicador que mide el porcentaje de protección de los revestimientos del ducto (pintura, cintas termocontraíbles y/o elastómeros).

noviembre del 2012 a febrero del 2013 y del 16 de setiembre del 2013 al 27 de octubre de mismo año, respectivamente⁷⁹.

- Mediante el Informe Técnico N° OLEO-863-2014 - Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID, se acredita que:
 - Los resultados reportaron anomalías de pérdida de espesor del ducto con un factor estimado de reparación menor al valor de 0,95; no obstante, se ejecutó un programa agresivo de mantenimiento en los años siguientes, logrando reforzar y/o cambiar el revestimiento externo para eliminar los efectos de los procesos de pérdida de espesor que se tenían hasta esa fecha.
 - La segunda inspección interna del ducto (*In Line Inspection - ILI*) detectora de pérdida de espesor del Tramo II del Oleoducto Norperuano fue culminada en el año 2004 y la tercera fue culminada en el año 2013. Para el periodo 2014-2015 se ha programado la reinspección detectora de pérdida de espesor del Tramo I y Tramo II del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte, la inspección y verificación física en campo del Tramo I del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte; así como el mantenimiento de válvulas de líneas y cruces.
 - Los revestimientos externos (protección anticorrosiva tipo barrera) instalados en el ducto del Tramo I del Oleoducto Norperuano se diseñaron, aplicaron y verificaron en campo, considerando las exigencias mecánicas durante su manipulación hasta su posición final y las condiciones ambientales que enfrentarían durante la fase operativa (temperatura, humedad, agentes químicos, agresividad de los suelos, resistencia mecánica y/o exposición a la intemperie). Además, la expectativa de vida útil del Oleoducto Norperuano es muy larga, superando los cien (100) años.
 - No es correcto inspeccionar visualmente o con equipos de ultra-sonido el Oleoducto Norperuano, debido a la diversidad de condiciones geográficas que se presentan, tales como sectores sumergidos del ducto de manera permanente y gran parte del año, cruces subfluviales de ríos, cruces aéreos, extensos sectores enterrados del ducto, entre otros.
 - La inspección visual se limita a las zonas accesibles del ducto. No existe ningún oleoducto cuyo revestimiento se inspeccione de manera visual en zonas inaccesibles (sumergidos y enterrados). La inspección externa del Oleoducto Norperuano puede realizarse por múltiples metodologías instrumentadas y no únicamente accediendo a la zona donde este se ubica.

b) La causa de la rotura del ducto del Tramo I del Oleoducto Norperuano

- La corrosión en la zona próxima a la junta de soldadura o junta metálica (integrada por metal base, metal de aporte y cordón de soldadura) del Oleoducto Norperuano, es un proceso aislado y generado agresivamente por acción externa, según lo señalado en el "*Informe de Análisis de Falla del tramo del Kilómetro 41+833 del Oleoducto*" elaborado por la empresa *MCC Technology*. Ello se sustenta en que la junta de soldadura del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano sufrió

⁷⁹ Documento en versión digital contenido en un disco compacto incorporado al expediente mediante Razón Subdirectoral de fecha 28 de octubre del 2014. (Folio 1214 del expediente).

un evento excepcional de corte con un elemento metálico y retiro del elastómero que aceleró el proceso corrosivo. El hecho de que la corrosión de la junta de soldadura sea un hecho excepcional se evidencia pues existen otros sectores expuestos del Oleoducto Norperuano, que si bien exhiben daños en su revestimiento, presentan leves pérdidas de material, es decir, corrosión leve.

- La parte corroída del ducto está compuesta por un material con estructura metalográfica aceptable. Por ello, la fisura no fue consecuencia de fallas en el proceso de soldadura del mismo, según se desprende del “Análisis Metalográfico” preparado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (en adelante, PUCP).
- Si el retiro del elastómero hubiera ocurrido inmediatamente después de la inspección interna del ducto con raspatabo inteligente en el año 1999, la pérdida del espesor hubiera sido del 17% de la pared del ducto. Conforme a ello, la medición de espesor con equipo de ultrasonido efectuada en la pequeña sección circunferencial fisurada de la parte superior del ducto donde se produjo la rotura del mismo, se reportó una pérdida de espesor superior al 75%, situación que sólo podía justificarse con la acción de agentes externos (herramienta de corte de metal o factores externos del medio ambiente).
- El corte con elemento metálico se sustenta en vistas fotográficas y en el Informe Técnico “Estado de Juntas Termocontraibles en el tramo I del Oleoducto Norperuano”, así como en el acta de constatación fiscal de fecha 9 de julio del 2014. En dicha acta se indicó que el revestimiento butadieno (elastómero) se encuentra con signos aparentes de haber sido cortado. El corte mide 13 cm de ancho con semicircunferencia de 87 cm.
- Petroperú sustenta su posición en el Informe elaborado por la Cía. ATAC S.A.C. a raíz de una inspección visual llevada a cabo del 16 al 21 de agosto del 2014 a 77 juntas de soldadura ubicadas entre las Progresivas kilómetro 39 y kilómetro 41 del Oleoducto Norperuano.
- El efecto de los procesos corrosivos detectados en dicha zona no es relevante, debido a la baja agresividad del Oleoducto Norperuano, y en especial a la presencia del sistema de protección catódica del ducto, lo cual acredita que el origen de la pérdida de espesor en la tubería ubicada en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano fue un daño mecánico con herramientas de corte metálico.
- La humedad presente en el canal de flotación y el tiempo de operación del Oleoducto Norperuano no acelera ni tiene relación con los procesos corrosivos, más aun considerando que el agua del canal de flotación es agua dulce y no salada.
- El pronunciamiento de la Gerencia Regional de Recursos Naturales y Gestión del Medio Ambiente del Gobierno Regional de Loreto es inexacto y carece de fundamento, debido a que: (i) existen documentos que acreditan que el tendido del ductos es el adecuado, (ii) sí se realizaron los mantenimientos constantes, al interior y al exterior del ducto; y, (iii) ninguna de las entidades citadas por el Gobierno Regional de Loreto se encargó de la refacción del ducto, recojo y almacenamiento del crudo derramado. Por último, el Gobierno Regional de Loreto no se encarga de velar por la seguridad de la infraestructura de Tramo I del Oleoducto Norperuano.

ii) **Imputación N° 2: Petroperú no detectó, y por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y daño potencial a la vida o salud humana**

a) **La baja brusca de presión**

- El 22 de junio del 2014, el sistema SCADA detectó una baja de presión en la Estación 1 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. No obstante, ello no permitía inferir la existencia de una fuga de petróleo, en tanto que el transporte del mismo por el ducto no se ajusta a un proceso operativo de presión fija, sino que los cambios de presión se dan en función a varios factores⁸⁰:
 - Cambio de *batch*, donde varían las características del petróleo crudo y la presión de descarga en función a la mayor o menor viscosidad del fluido transportado.
 - Llenado de la Cámara de Lanzamiento de Raspatubos, que genera una pequeña disminución de la presión de descarga en un corto tiempo.
 - Variaciones de condiciones climáticas (la viscosidad del petróleo crudo varía en función de la temperatura).
 - Variación en el caudal de bombeo.
 - Bolsones de petróleo crudo con mayor viscosidad que el promedio bombeado o con alto contenido de parafinas, lo que genera una caída en la presión de bombeo al ofrecer mayor resistencia a ser bombeado.
- La baja de presión no necesariamente representa una rotura y fuga de petróleo crudo, pues para que ello ocurra, dicha baja debería prolongarse en el tiempo y no recuperarse rápidamente. El sistema SCADA sirve para controlar y medir la presión, flujo, temperatura y tiempo de llegada del petróleo bombeado de una estación a otra; no obstante, no permite localizar y detectar fugas de petróleo crudo durante su transporte.

b) **Recepción de barriles de petróleo crudo**

- La Dirección de Supervisión ha señalado en su Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre del 2014 que de la revisión de las boletas de despacho y recepción⁸¹ de petróleo bombeado entre la Estación 1 San José de Saramuro y la Estación 5 Saramiza presentadas⁸², se puede inferir que el volumen de petróleo derramado en el kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano fue de

⁸⁰ Ver folio 1275 del expediente (Informe Técnico N° OLEO-863-2014 - Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID).

⁸¹ Cabe precisar que el documento denominado "boleta de despacho" es un instrumento administrativo de control del negocio y registra los datos e información relativa a los movimientos de petróleo entre los diversos tanques de almacenamiento de la línea, tales como nivel inicial, nivel final, fecha, hora de bombeo, así como características del crudo: API (calidad de crudo respecto a la densidad), PTB (salinidad del crudo por cada 1000 barriles) y porcentaje BSW (porcentaje de agua contenida en el crudo).

⁸² Boletas de despacho y recepción presentadas por Petroperú mediante las Cartas N° ADM4-518-2014/ADM4-DS-140-2014 y N° ADM4-532-2014/ADM4-143-2014 del 6 y 11 de agosto del 2014, respectivamente.

2 812 barriles, en atención a las siguientes razones:

- i. El 24 de junio del 2014 se generó una boleta de despacho de 494 barriles de petróleo, los cuales no fueron recibidos en la Estación 5.
 - ii. El 28 de junio del 2014 se generó una boleta de despacho de 2,318 barriles de petróleo, los cuales no fueron recibidos en la Estación 5.
- El OEFA realizó un análisis inadecuado del control de bombeo del Tramo I del Oleoducto Norperuano, al basarse en los volúmenes consignados en las boletas emitidas, tanto de bombeo en la Estación 1, como de recepción en la Estación 5. Al respecto, el balance volumétrico no se realiza mediante la comparación entre las boletas de despacho de la Estación 1 y las de recepción de la Estación 5.
 - Sobre el particular, se indica que “...la Boleta corresponde al movimiento de un tanque que contiene una calidad de crudo específico en función al cliente usuario. El bombeo es intermitente y en función a la formación de los batches, por lo cual, un batch puede estar conformado por una o más boletas y que no necesariamente tienen relación con los batches que se está generando en la recepción de Estación 5, en donde podrían estar tratándose de otro tipo de crudo, cuya boleta se cierre en fechas posteriores cuando se culmine la recepción de todo el volumen que le corresponde.” [sic]
- c) Acciones de control ejecutadas por Petroperú luego de producido el derrame**
- El Plan de Contingencia solo se activa cuando se tiene conocimiento del derrame de petróleo crudo, pues toda falla operativa *per se* no implica un derrame. La ocurrencia de una falla operativa no activa en ningún caso la ejecución del Plan de Contingencias del Oleoducto Norperuano.
 - El cálculo efectuado por el OEFA para determinar el volumen de petróleo crudo derramado en la zona del impacto es arbitrario, toda vez que no se sustenta en información técnica obtenida por metodologías adecuadas que definan la representación estadística de las mediciones.
 - Asimismo, en el cálculo no se han incluido los resultados del registro del sistema SCADA ni los tickets de bombeo y recepción entre las Estaciones 1 y 5, los cuales fueron remitidos al OEFA de manera oportuna durante la supervisión.
 - La implementación de los lineamientos técnicos para cesar el bombeo (conforme al gráfico SCADA que adjuntó a sus descargos) toma cinco (5) minutos aproximadamente, por lo que el bombeo no puede ser paralizado de manera inmediata.
 - Se cumplió con lo establecido en el artículo 61° del RPAAH⁸³, referido a las

83

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

“Artículo 61°.- El Plan de Contingencia contendrá información sobre lo siguiente:

a. Las medidas que deberá ejecutar el Titular en caso de producirse derrames, fugas, escapes, explosiones, accidentes, incendios, evacuaciones, desastres naturales y presencia de poblaciones en situación de aislamiento o en situación de contacto inicial. La metodología de Contingencias para el contacto con estas poblaciones deberá seguir los lineamientos del Protocolo de Relacionamiento con Pueblos en Aislamiento, elaborado por el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas, Andinos, Amazónicos y Afroperuanos (INDEPA) o el que lo modifique o sustituya.

b. Los procedimientos, los recursos humanos, el equipamiento y materiales específicos con que debe contar para prevenir, controlar, coleccionar y/o mitigar las fugas, escapes y derrames de Hidrocarburos o productos químicos; para

obligaciones que deben constar en el Plan de Contingencia.

iii) Imputación N° 3: Petroperú sería responsable del derrame ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y daño potencial a la vida o salud humana

- El derrame no impactó el ambiente, pues el área donde se encuentra el canal de flotación es artificial, por tratarse de una excavación de un mínimo de 15 m de ancho con una profundidad mínima de 1,2 m y con una longitud acumulada de 275 kilómetros. Asimismo, dicho canal cumple una función preventiva y de eliminación de riesgos o daños ambientales, por tratarse de una auténtica infraestructura de contención y protección del ducto, conforme al Manual de Diseño Definitivo del Oleoducto.
- El canal de flotación no puede ser considerado como "ambiente" ni como uno de sus componentes, pues se trata de un elemento antropogénico que: (i) forma parte de la infraestructura del Oleoducto Norperuano; y, (ii) se encuentra aislado de los ríos en la zona de cruce mediante reforzamientos de los márgenes de los mismos, los que se denominan "tapones". De manera similar al caso del canal de flotación, resultaría ilógico considerar al "sistema de drenaje" ubicado en una fábrica como un "ambiente natural"; y por ende, objeto de fiscalización por parte del OEFA.
- No resulta aplicable el Artículo 3° del RPAAH⁸⁴ al presente caso, pues el derrame de petróleo no generó emisiones atmosféricas, vertimientos de efluentes⁸⁵ líquidos a cuerpos receptores sin autorización, disposición ilegal de residuos sólidos, ni emisiones de ruido.

rehabilitar las áreas afectadas; atender a las poblaciones afectadas; y almacenar temporalmente y disponer los residuos generados.

c. Los equipos y procedimientos para establecer una comunicación sin interrupción entre el personal, los representantes de OSINERG, la DGH, la DGAAE, otras entidades gubernamentales requeridas y la población que pudiere verse afectada.

El Plan de Contingencia será elaborado sobre la base de un estudio de riesgo, según los términos de referencia genéricos del Anexo N° 2. En el caso de Actividades de Hidrocarburos que puedan comprometer aguas marítimas o aguas continentales navegables, la sección del Plan de Contingencia para Derrames dedicada a la atención de derrames deberá seguir los Lineamientos para la Elaboración de Planes de Contingencias en Caso de Derrames de Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas, aprobados por Resolución Directoral N° 0497-98/DCG; así como sus modificatorias o sustitutorias.

El personal del Titular y el de sus Subcontratistas deberán recibir entrenamiento sobre este Plan, dejándose registrado los resultados del entrenamiento. El Plan será evaluado después de la ocurrencia de todo incidente que requiera su activación y mediante la ejecución de al menos un simulacro anual. El OSINERG deberá ser informado anticipadamente de la programación de los simulacros y podrá acreditar un representante como observador de los mismos.

El OSINERG podría llegar a ordenar la paralización de las actividades en caso detecte que el Plan de Contingencias no se encuentra adecuadamente implementado.

En caso de que activen el Plan de Contingencia, y cuando la DGH o la Autoridad que resulte competente declaren estado de emergencia, el Plan deberá mantenerse activo hasta que se declare la finalización de la Contingencia. El Plan incluirá la difusión y capacitación, de las secciones pertinentes, a las poblaciones y comunidades que podrían ser afectadas en caso de ocurrencia de incidentes."

⁸⁴ **Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM**

"Artículo 3°.- Los Titulares a que hace mención el artículo 2 son responsables por las emisiones atmosféricas, las descargas de efluentes líquidos, las disposiciones de residuos sólidos y las emisiones de ruido, desde las instalaciones o unidades que construyan u operen directamente o a través de terceros, en particular de aquellas que excedan los Límites Máximos Permisibles (LMP) vigentes, y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la autoridad competente sobre dichas emisiones, descargas o disposiciones. Son asimismo responsables por los Impactos Ambientales que se produzcan como resultado de las emisiones atmosféricas, descargas de efluentes líquidos, disposiciones de residuos sólidos y emisiones de ruidos no regulados y/o de los procesos efectuados en sus instalaciones por sus actividades. Asimismo, son responsables por los Impactos Ambientales provocados por el desarrollo de sus Actividades de Hidrocarburos y por los gastos que demande el Plan de Abandono."

⁸⁵ En este mismo punto Petroperú refiere que se entiende como efluentes aquellas aguas residuales, cuyas características originales han sido modificadas por actividades del hombre, tengan que ser vertidas a un cuerpo natural de agua o reusadas y que por sus características de calidad requieren un tratamiento previo. Por su parte, se entiende por vertimiento de efluentes a la descarga de aguas residuales previamente tratadas en un cuerpo natural de agua.

- El derrame de petróleo ocurrido no puede ser considerado como una "emergencia ambiental" a la luz de lo establecido en el Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales, pues no ha generado impactos al ambiente.
- El canal de flotación del Oleoducto Norperuano se encuentra en una "Zona de Reserva" para el Estado, donde se realizarán operaciones que respeten las máximas medidas de seguridad, de acuerdo a lo establecido en el Decreto Ley N° 22180 que declara Zona de Reserva áreas de terrenos adyacentes a la tubería del Oleoducto Norperuano. De acuerdo a ello, se exceptuaba al oleoducto como elemento perteneciente a un ecosistema natural.
- En el presente caso no se pueden aplicar los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua, aprobados mediante Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM, ya que el canal de flotación constituye un cuerpo de agua artificial y no natural, conforme a las definiciones de dicha norma y al Glosario de Términos del Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad en Cuerpos Naturales de Agua Superficial, aprobado mediante Resolución Jefatural N° 182-2011-ANA. Por ello, no se ha generado un impacto ambiental negativo o un daño ambiental.
- La existencia del canal de descarga no es de responsabilidad de Petroperú, pues fueron los pobladores y comunidades quienes abrieron pequeños accesos en el canal de flotación, con la finalidad de facilitar su uso para transporte. En tal sentido, resulta irrelevante la existencia de canal de descarga, pues se ha comprobado técnicamente que el derrame no llegó al río Cuninico.

iv) Daño ambiental en las Imputaciones N° 1, 2 y 3

a) Impacto ambiental en el canal de flotación del Tramo I del Oleoducto Norperuano

- La vegetación (gramalote)⁸⁶ que se encontraba en el canal de flotación evitó que llegara el petróleo al río Cuninico. Ello, se sustenta en lo señalado en el numeral VII del Informe Técnico N° 116-2014-ANA-ALA-IQUITOS/EJDG-ECA emitido por la ANA⁸⁷.
- Los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) sólo se registraron en el canal de flotación y aguas debajo de su llegada al río Cuninico; mientras que los aceites y grasas (HEM) sólo se registraron en el canal de flotación, conforme al numeral 10.1 del Oficio N° 024-2014-ANA-ALA-IQUITOS emitido por la ANA el 15 de agosto del 2014⁸⁸.
- El derrame ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Norperuano afectó la calidad del canal de flotación y aguas abajo de su afluencia al río Cuninico. No obstante, el derrame no ha afectado el tramo del río Cuninico hasta antes de la desembocadura al río Marañón, ni tampoco al río Marañón, de acuerdo al numeral 10.2 del Oficio N° 024-2014-ANA-ALA-IQUITOS⁸⁹.

⁸⁶ De acuerdo a lo señalado por Petroperú, el gramalote es una especie de flora que nace en aguas estancas, razón por la cual ha crecido en el canal de flotación, sirviendo como una barrera natural en caso de derrame.

⁸⁷ Dicho Informe Técnico es el anexo N° 45 del escrito de descargos de Petroperú recibido el 27 de agosto del 2014. (Folios 513 al 518 reverso del expediente).

⁸⁸ Folios 504 al 512 del expediente.

En tal sentido, los excesos de Aceites y Grasas e Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) encontrados fuera del canal de flotación, no guardan relación con el derrame de petróleo ocurrido en el Oleoducto Norperuano.

- No es posible afirmar que el agua del canal de flotación pertenezca a la Categoría 4⁹⁰, debido a que dicha agua no se encuentra directamente conectada al río Marañón. Además, cabe precisar que el parámetro internacional utilizado para medir el TPH y los Aceites y Grasas no se encuentra aprobado y registrado por el Ministerio del Ambiente.
- Tanto los suelos que conectan con las aguas del canal de flotación, como las áreas aledañas y tapones de tierra que forman parte de dicha infraestructura, no presentan concentración de hidrocarburos en todos los puntos de control. Asimismo, dichos resultados de suelos se encuentran por debajo de los valores límites recomendados en los ECA, de acuerdo a los informes de análisis de laboratorio realizado por la empresa PENING S.A.C. (números AFQ-018, 019, 020, 021 y 022) entre los días 4 y 13 de agosto del 2014. Dicho servicio fue solicitado por Petroperú.
- El suelo impactado es de uso comercial y no agrícola, al estar relacionado a una actividad de servicios: transporte de hidrocarburos por ductos. En tal sentido, el análisis de suelos contenido en el Informe Técnico Complementario N° 454-2014-OEFA/DS-HID es incorrecto, toda vez que la Dirección de Supervisión comparó con los valores del ECA suelos establecidos en el Anexo 1 del Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, los cuales corresponden a “suelos agrícolas”⁹¹ y no a suelo industrial.
- El muestreo de suelos no ha cumplido con lo dispuesto en la Guía de Muestras de Suelos aprobada mediante Decreto Supremo N° 085-2014-MINAM, debido a que en el Informe Técnico Complementario N° 454-2014-OEFA/DS-HID no se estableció: (i) una distribución sistemática, monitoreo en un área representativa de interés mediante una malla de muestreo y de profundidad, (ii) la profundidad del muestreo, que depende del tipo de suelo y contaminante a estudiar; y, (iii) un Estudio de Caracterización⁹².

⁸⁹ Folio 510 del expediente.

⁹⁰ El Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM, que aprueba los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua, los clasifica en 4 categorías: (i) Categoría 1: Poblacional y recreacional, (ii) Categoría 2: Actividades marino costeras, (iii) Categoría 3: Riego de vegetales y bebidas de Animales; y, (iv) Categoría 4: Conservación del ambiente acuático. Al respecto, el Decreto Supremo N° 023-2009-MINAM, que aprueba Disposiciones para la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental (ECA) para Agua, precisa, sobre la Categoría 4: Conservación del ambiente acuático, lo siguiente:

Decreto Supremo N° 023-2009-MINAM, que aprueba Disposiciones para la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental (ECA) para Agua

“Artículo 2.- Precisiones de las Categorías de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua (ECA) para Agua

(...)

d. Categoría 4. Conservación del ambiente acuático.

Están referidos a aquellos cuerpos de agua superficiales, cuyas características requieren ser preservadas por formar parte de ecosistemas frágiles o áreas naturales protegidas y sus zonas de amortiguamiento.

(...).”

⁹¹ Ver escrito recibido el 5 de diciembre del 2014 en folio 1976 del expediente.

⁹² Ver escrito recibido el 5 de diciembre del 2014 en folio 1977 del expediente.

b) Relación del impacto generado en el canal de flotación del Tramo I del Oleoducto Norperuano y las aguas de la quebrada Cuninico

- Luego de efectuar los análisis correspondientes, se ha modificado la postura técnica declarada en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales⁹³. En este sentido, en el Reporte Final de Emergencias Ambientales se concluye que no existe ningún tipo de trazas de hidrocarburos en el río Cuninico producto del derrame.

En caso el OEFA quisiera alegar lo contrario, debería probar científicamente su postura para eliminar la presunción de inocencia, más allá de los meros *“razonamientos al vacío, conjeturas o suposiciones basadas en la mera inspección visual de los supervisores que acudieron a la zona del derrame”*.

- La vegetación (gramalote)⁹⁴ que se encontraba en el canal de flotación evitó que llegara el petróleo al río Cuninico. Ello, se sustenta lo señalado en el numeral VII del Informe Técnico N° 116-2014-ANA-ALA-IQUITOS/EJDG-ECA emitido por la ANA.

c) Impacto ambiental en la quebrada Cuninico

- Las muestras tomadas en el canal de flotación, durante la sexta visita, no son representativas del río Cuninico. Asimismo, no le es aplicable el protocolo nacional del monitoreo de calidad de los cuerpos naturales de agua, puesto que es un cuerpo de agua artificial.
- La modificación de la categoría de los ríos Cuninico y Marañón, realizada por la DIGESA, no tiene sustento legal, puesto que: (i) dicha entidad no es la autoridad competente para clasificar los cuerpos de agua; y, (ii) no existe ninguna disposición que habilite a DIGESA a modificar discrecionalmente la categoría asignada a un cuerpo receptor.
- El río Marañón está clasificado como Categoría III, de acuerdo al Anexo 1 de la Resolución Jefatural N° 202-2010-ANA. Por consiguiente, el río Cuninico también debió ser clasificado con Categoría III, al tratarse de un afluente del río Marañón, conforme lo dispuesto en el artículo 3.3 del Decreto Supremo N° 023-2009-MINAM.
- Las aguas del río Marañón no son aptas para el consumo humano, por lo que el Estado no debería avalar que las poblaciones se abastezcan con las aguas de dichos ríos. Asimismo, dichas aguas no cumplen en su estado natural con las disposiciones del Reglamento de la Calidad de Agua para Consumo Humano, aprobado mediante Decreto Supremo N° 0231-2010-SA.
- El Informe N° 5353-2014/DEPA/DIGESA constituye un medio de prueba que acredita que los excesos de metales y TPH detectados tienen una fuente de contaminación distinta a las actividades de Petroperú.
- El TPH es un indicador de la presencia de hidrocarburos, mas no de petróleo

⁹³ En el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, Petroperú señaló lo siguiente: *“Por causas aún no determinadas, cerca al Km 39+584, se presentó un afloramiento de petróleo crudo, el cual se ha confinado mayormente en el lecho del canal de flotación donde se emplaza la tubería, trazas de hidrocarburo llegaron al río Cuninico, afluente del río Marañón, pero están siendo controladas mediante barreras”* (el resaltado es nuestro).

⁹⁴ De acuerdo a lo señalado por Petroperú, el gramalote es una especie de flora que nace en aguas estancas, razón por la cual ha crecido en el canal de flotación, sirviendo como una barrera natural en caso de derrame.

crudo; por consiguiente, la presencia de TPH no indica que se haya derramado petróleo crudo en el río Cuninico. La presencia del TPH es mínima, por lo que no puede ser una consecuencia del derrame proveniente de las actividades de Petroperú. Por el contrario, el impacto del TPH debió ser causado por las actividades de pesca a través de botes a motor.

- De acuerdo a los Informes de la ANA, los cuerpos de agua nunca fueron afectados por contaminantes provenientes del derrame de petróleo.

d) Daño ambiental a la flora y fauna

- El OEFA no ha realizado las averiguaciones necesarias para determinar la cantidad, procedencia, y tipo de especies de los peces muertos encontrados en la zona del derrame. Las fotografías mencionadas en el numeral 62 de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, no constituyen prueba fehaciente de que se haya generado un menoscabo material a las especies de fauna acuática.
- En el Acta de Constatación Fiscal de fecha 4 de julio del 2014 se señala que “*los peces muertos ascendían a una cantidad de 180 kilogramos*”; no obstante, la Fiscalía no es una entidad competente para determinar el peso, cantidad y procedencia exacta de dichos peces muertos, por lo que a la fecha no se han efectuado los análisis científicos necesarios para determinar la real dimensión de los peces muertos.
- Ni en el Acta de la Supervisión Especial llevada a cabo del 2 al 5 de julio del 2014 ni en el Acta de Constatación Fiscal del 5 de julio del 2014⁹⁵, se menciona la muerte de peces de tipo bagre, novia, fazaco, shuyo y carachama. Asimismo, no se indica la muerte de fauna terrestre en la zona del derrame.
- Los peces y el agua del río Cuninico no han sido contaminados con petróleo, de acuerdo a lo indicado por la entidad administrativa competente (ANA) y a los estudios técnicos efectuados días posteriores al derrame de petróleo⁹⁶. Incluso, se ha solicitado a la Subdirección de Instrucción e Investigación que el Ministerio de la Producción realice el muestreo de los peces encontrados en el canal de flotación y en otras aguas aledañas, a fin de probar de manera definitiva esta cuestión.

Los resultados obtenidos para la bioacumulación de fenantreno⁹⁷ en los tejidos de los peces son menores en comparación con el nivel umbral de toxicidad de fenantreno,

⁹⁵ Fiscalía Especializada en Materia Ambiental – Sede Nauta.

⁹⁶ “Informe Técnico N° 116-2014-ANA-ALA-IQUITOS/EJDG-ECA” emitido por la ANA el 18 de julio del 2014. Dicho informe fue remitido por el Gobierno Regional de Loreto a Petroperú el 4 de agosto del 2014 mediante el Oficio N° 608-2014-GRL-P en Referencia al Oficio N° 023-2014-ANA-ALA-IQUITOS.
“Informe de Monitoreo de Calidad del Agua Superficial del Río Cuninico – Oleoducto Nor Peruano” emitido por la ANA y remitido a Petroperú por medio del Oficio N° 024-2014-ANA-ALA-IQUITOS el 18 de agosto del 2014.

⁹⁷ El fenantreno es un tipo de hidrocarburo aromático policíclico (HAP). Dichos HAPs son un grupo de sustancias químicas que se forman durante la incineración incompleta del carbón, el petróleo, el gas, la madera, la basura y otras sustancias orgánicas, como el tabaco y la carne asada al carbón. Ver: http://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es_phs69.html (Visto por última vez el 28/01/2015).

Sobre los posibles riesgos por la exposición al fenantreno, se tiene que este puede irritar la piel y los ojos, y respirarlo puede irritar la garganta y la nariz. Ver: <http://www2.udel.cl/matpel/sustanciaspdf/f/FENANTRENO.pdf> (Visto por última vez el 28/01/2015).

conforme la Base de Datos de Efectos Tóxicos del Cuerpo de Ingenieros de los Estados Unidos de Norteamérica (*United States Army Corps of Engineers*).

- El compuesto naftaleno⁹⁸, presente en el análisis de los peces, no puede vincularse con el derrame, pues de los resultados obtenidos en el canal de flotación no se desprende que el petróleo se haya diluido y haya sido absorbido por los peces.
- El gramalote fue afectado a consecuencia del derrame; no obstante, dicha especie de vegetación es un medio de contención natural que crece en el canal de flotación (zona de reserva del Oleducto) y a sus alrededores (pues el agua del canal se encuentra estancada).
- El análisis de la Dirección de Supervisión (Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS-HID) resulta erróneo e impreciso técnicamente debido a que: (i) la determinación de la red trófica (o alimenticia) en el canal de flotación no ha sido analizada, (ii) solo se han analizado ciertas especies de vegetación y no todas las que habitan en la zona del derrame, (iii) no se especifica el uso de las plantas objeto de monitoreo, (iv) los diámetros de la altura de los árboles en pie no son iguales a los troncos talados, (v) no se especifica la medición de la cobertura vegetal ni la metodología utilizada; y, (vi) no se ha realizado estudio de conectividad paisajística⁹⁹.

e) Daño real a la salud de las personas

- Se ha vulnerado el principio de causalidad, conducta procedimental y verdad material, debido a que nunca existió el nexo causal o vínculo de causalidad entre el derrame imputado a Petroperú y el daño generado a la salud de los pobladores de la zona. Adicionalmente, no se cuenta con pruebas técnicas que demuestren la ocurrencia de un vertimiento de petróleo en las aguas de los ríos Cuninico y Marañon, donde habitan variedad de peces para el consumo humano. Para acreditar dicha alegación se indica:
 - i. En el Reporte Preliminar de Supervisión, la Dirección de Supervisión refirió que los síntomas presentados en los pobladores de la zona se debían a la ingesta de petróleo industrial N° 500100. Sin embargo, el hidrocarburo derramado y confinado en el canal de flotación era petróleo crudo y no petróleo industrial N° 500 como señala la Dirección de Supervisión.

En caso se hubiera tratado de petróleo crudo y este hubiera sido ingerido por el ser humano, le hubiera generado neumonía química, la cual es mortal.
 - ii. Solo mediante ensayos de laboratorio y otras pruebas técnicas de monitoreo de recursos hídricos se puede demostrar la contaminación de los cuerpos de agua natural por petróleo; y a partir de ello, poder inferir que los peces que habitan en dichas aguas presentan niveles de degradación.
- La diarrea acuosa es una enfermedad permanente y endémica en la zona central y

⁹⁸ El naftaleno (C₁₀H₈) es una de las sustancias químicas que se encuentra en pequeñas cantidades en el petróleo de diversas procedencias y destila en la fracción del kerosene, pero no es obtenido de esta fuente en cantidades industriales. Ver: <http://www.ecured.cu/index.php/Naftaleno> (Visto por última vez el 21/01/2015).

⁹⁹ Ver escrito recibido el 16 de diciembre del 2014 en folios 2004 al 2010 del expediente.

¹⁰⁰ Petroperú señala que el petróleo industrial N° 500 es un elemento producido luego de la refinación del crudo y tiene evidentemente una composición mucha más pesada y de mayor viscosidad que el crudo, pudiendo ser utilizado como combustible por el ser humano.

aledaña de la cuenca del río Marañón. Para acreditar dicha alegación se indica¹⁰¹:

- i. El Plan Operativo Institucional – 2013 de la Red de Salud del Datem del Marañón¹⁰² concluyó que la diarrea es la décimo tercera enfermedad más significativa y de mayor número de atenciones asistenciales en esa zona del país. Incluso, este plan reconoce que la diarrea se enlaza con la altísima incidencia de un conjunto de enfermedades infecciosas y parasitarias, que aproximadamente son el 29,30% de la morbilidad general de ese territorio¹⁰³.
 - ii. Existe una serie de constancias emitidas el 22 de agosto del 2014 por el licenciado en enfermería Carlos Lobato Carpio, encargado del Centro de Salud de Maypuco¹⁰⁴, que reconocen que las atenciones en dicho centro son las usuales, entre ellas las atenciones referidas a diarreas (EDAS)¹⁰⁵. Cabe señalar que dicho centro médico es el más cercano a la zona del derrame y se encuentra ubicado a pocos kilómetros de Cuninico.
 - iii. Petroperú ha realizado labores de agua segura (cloración) y manipulación de alimentos de suministro para los pobladores de la Comunidad Nativa Cuninico.
 - iv. El Reporte Epidemiológico de Loreto del año 2014, elaborado por la Dirección Regional de Salud del Gobierno Regional de Loreto – DIRESA Loreto, demuestra que las enfermedades infecciosas y parasitarias ocupan un lugar relevante en la atención sanitaria y pueden considerarse como endémicas¹⁰⁶.
- Los medios probatorios aportados por el OEFA al presente procedimiento administrativo sancionador, tales como la lista de pacientes atendidos hasta el día 24 de julio del 2014 en el Centro de Salud de Maypuco, así como las encuestas realizadas el 25 de julio del 2014 a 25 personas de la Comunidad Nativa Cuninico, no incluyen un informe o acto específico firmado por un profesional médico debidamente acreditado, ni una auténtica actividad de diagnóstico y evaluación sobre el estado de salud individual de los pobladores de Cuninico¹⁰⁷.
 - El ITA indica que las causas productoras de los cuadros de diarrea acuosa y vómitos serían "*no clorar el agua, beber agua de la quebrada y alteraciones en la dieta alimentaria*", de acuerdo a lo indicado por la médica Carmen Paredes Salazar, identificada con Documento Nacional de Identidad N° 44063808 y registro del Colegio Médico del Perú – CMP N° 61731, quien dirige el Centro de Atención Médica Provisional de Petroperú ubicado en la Comunidad Nativa Cuninico. No obstante, resulta paradójico que el único elemento firmado por dicha médica reconoce que estas enfermedades son permanentes en dicha zona y no son causadas por el

¹⁰¹ Ver escrito de descargos recibido el 29 de agosto del 2014 en folios 250 al 252 del expediente.

¹⁰² Datem del Marañón es una provincia del departamento de Loreto. También se le conoce como "el Datem" y se encuentra bajo la administración del [Gobierno Regional](#) de Loreto.

¹⁰³ Folios 571 al 618 del expediente.

¹⁰⁴ El Centro de Salud de Maypuco se encuentra ubicado en el distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto.

¹⁰⁵ Folios 561 al 566 del expediente.

¹⁰⁶ Folios 619 al 623 del expediente.

¹⁰⁷ Ver escrito de descargos recibido el 29 de agosto del 2014 en folio 248 del expediente.

derrame de petróleo¹⁰⁸.

- Se remitieron reportes médicos de atenciones en la Comunidad Nativa Cuninico y en otras zonas cercanas, de los cuales se comprobó que los pobladores no presentaban cuadros generalizados de diarreas, vómitos, ni síntomas propios de la ingesta de crudo (quemazón de la faringe, destrucción de la mucosa digestiva, sangrado por evacuación, entre otros).
- Desde la implementación de los puestos de salud hasta el mes de diciembre del 2014, se ha constatado que uno de los principales diagnósticos ha sido el malestar gastrointestinal. Esta enfermedad probablemente se deba al consumo de agua no potabilizada, que contiene sustancias generadas durante la limpieza que los pobladores realizan en el río Cuninico.
- A lo largo del procedimiento administrativo sancionador, no se ha demostrado mediante medios probatorios, la afectación a la salud de alguna persona específica; por el contrario todas las propuestas son generalidades, percepciones o conjeturas, sin análisis clínicos.
- Las entidades del Estado, incluyendo al OEFA y al Ministerio del Ambiente (Informe Técnico N° 0122-2015-MINAM/VMGA/DGCA), han determinado que no procede la Declaratoria de Emergencia Ambiental, puesto que el derrame no generó (i) un daño ambiental súbito y significativo, ni tampoco (ii) un problema de salud pública a consecuencia de la contaminación. Asimismo, cabe señalar que las comunidades de San Francisco, Nuevo Santa Rosa, Uranias y San Antonio no se encuentran en el área de influencia directa ni indirecta del derrame.
- Petroperú indica que las aguas del río Marañón no son aptas para el consumo humano, por lo que el Estado no debería avalar que las poblaciones se abastezcan con las aguas de dichos ríos. Asimismo, dichas aguas no cumplen en su estado natural con las disposiciones del Reglamento de la Calidad de Agua para Consumo Humano, aprobado mediante Decreto Supremo N° 0231-2010-SA.

v) Remediación del impacto generado por el derrame

- El video de la sexta supervisión ambiental contiene imprecisiones, lo cual demuestra la poca claridad y conocimiento del personal de la Dirección de Supervisión.

Se presenta el Informe especial de culminación de actividades ejecutadas para atender la emergencia en el Kilómetro 41+833, en el cual se concluye que, a diciembre del 2015, Petroperú implementó el Plan de Acción y se demuestra que los valores de suelo y agua no demuestran riesgo para la salud ni al entorno ecológico

II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

57. Las cuestiones en discusión en el presente procedimiento administrativo sancionador son las siguientes:
- (i) Primera cuestión procesal en discusión: Si existe conflicto de competencias entre el OSINERGMIN y el OEFA sobre los hechos materia de imputación.

¹⁰⁸ Ver escrito de descargos recibido el 29 de agosto del 2014 en folio 248 del expediente.

- (ii) Segunda cuestión procesal en discusión: Si se vulneraron los principios de legalidad, tipicidad y taxatividad respecto de la Imputación N° 2.
- (iii) Tercera cuestión procesal en discusión: Si se variaron las imputaciones de manera irregular.
- (iv) Cuarta cuestión procesal en discusión: Si se vulneraron los principios del procedimiento administrativo sancionador.
- (v) Quinta cuestión procesal en discusión: Si la resolución por la cual se incorporó a los terceros con interés ilegítimo al procedimiento administrativo se encuentra debidamente motivada.
- (vi) Sexta cuestión procesal en discusión: Si la demora en el plazo para resolver afecta el presente procedimiento administrativo sancionador.
- (vii) Primera cuestión en discusión: Sí Petroperú incumplió el compromiso asumido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.
- (viii) Segunda cuestión en discusión: Si Petroperú no detectó y, por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.
- (ix) Tercera cuestión en discusión: Si Petroperú es el responsable del derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.
- (x) Cuarta cuestión en discusión: Si corresponde imponer medidas correctivas a Petroperú.

III. CUESTIONES PREVIAS

III.1. Normas procedimentales aplicables al procedimiento administrativo sancionador

58. El Artículo 19° de la Ley N° 30230 - Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en adelante, Ley N° 30230), establece que durante el período de tres (3) años, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, en los cuales, si declara la existencia de una infracción, únicamente ordenará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador; salvo las siguientes excepciones¹⁰⁹:

¹⁰⁹ Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país

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

- 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.
- 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 período de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.

59. En concordancia con ello, en la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en adelante, TUO del RPAS) se dispuso que, durante la vigencia del Artículo 19° de la Ley N° 30230, en la tramitación del procedimiento administrativo sancionador se aplicarán las siguientes reglas:

- (i) 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.

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, en la resolución final se dictará la medida correctiva respectiva y se suspenderá el procedimiento sancionador. De verificarse el cumplimiento de la medida correctiva, la Autoridad Decisora emitirá una resolución declarando concluido el procedimiento sancionador. De lo contrario, lo reanudará quedando habilitada para imponer sanción administrativa.

- (ii) Dicha sanción administrativa será equivalente al 50% (cincuenta por ciento) de la multa que corresponda, en caso esta haya sido calculada en base a 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.

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.*
- 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 período de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.*

En caso se acredite la existencia de infracción administrativa pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa.

- (iii) Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su posible inscripción en el registro correspondiente.
60. Asimismo, de acuerdo al Artículo 6° de las Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en adelante, Normas Reglamentarias), lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 no afecta la potestad del OEFA de imponer multas coercitivas frente al incumplimiento de medidas cautelares y medidas correctivas, de conformidad con lo establecido en el Artículo 199° de la LPAG, en los Artículos 21° y 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, Ley del SINEFA) y en los Artículos 40° y 41° del TUO del RPAS.
61. Al respecto, las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador corresponden al supuesto establecido en el Literal a) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, en tanto que de dichas infracciones se advierte un presunto daño real a la vida o salud de las personas. En tal sentido, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá:
- (i) Emitir una resolución que determine la responsabilidad administrativa y ordene, en un solo acto, la multa y medida correctiva, de ser el caso.
- (ii) La multa a imponer no será objeto de reducción del 50% y, como apercibimiento para el cumplimiento de la medida correctiva, la autoridad podrá imponer multas coercitivas.
62. Por tanto, en el presente procedimiento administrativo sancionador corresponde aplicar las disposiciones contenidas en la Ley N° 30230, en las Normas Reglamentarias, en el TUO del RPAS y en el Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD.
63. En ese sentido, corresponde analizar y determinar si las conductas imputadas ocasionaron un daño real a la vida y a la salud humana¹¹⁰ y, si corresponde imponer una multa conforme a lo señalado en el parágrafo 59 de la presente resolución

III.2. Rectificación de error material de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI

64. El Artículo 15° de la LPAG establece que *“los vicios incurridos en la ejecución de un acto administrativo, o en su notificación a los administrados, son independientes de su validez”*.

¹¹⁰ Cabe indicar que Petroperú, en sus descargos, cuestionó que la imputación de cargos en su contra haya previsto la ocurrencia de daño real a la vida y salud humana. Sus argumentos serán analizando en el título III, denominado “Daño a la fauna, flora y salud de las personas”.

65. El Numeral 201.1 del Artículo 201° del mismo cuerpo legal¹¹¹ indica que procede la rectificación de errores materiales en los actos administrativos con efecto retroactivo en cualquier momento, de oficio o a instancia de los administrados, adoptando la misma forma del acto que se enmienda, siempre que no se altere lo sustancial de su contenido ni el sentido de la decisión.
66. De la revisión de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI del 6 de agosto de 2014 que inició el presente procedimiento administrativo sancionador, se advierte lo siguiente:

Dónde dice: “UBICACIÓN: PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE AMAZONAS”

Debe decir: “UBICACIÓN: LOCALIDAD DE CUNINICO, DISTRITO DE URARINAS, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LORETO”

67. En consecuencia, corresponde rectificar el error material incurrido en la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI del 6 de agosto de 2014, conforme a lo señalado anteriormente.

IV. ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES EN DISCUSIÓN

A) CUESTIONES PROCESALES

IV.1. Primera cuestión procesal: Si existe conflicto de competencias entre el OSINERGMIN y el OEFA sobre los hechos materia de imputación

68. La competencia es la capacidad atribuida por las normas de un determinado ordenamiento jurídico para producir actos jurídicos válidos.
69. En sede administrativa, los artículos IV del Título Preliminar y 61° de la LPAG regulan la fuente de la competencia, señalando que las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas¹¹².
70. En el presente apartado, se analizará si el OEFA es competente para conocer las infracciones imputadas a Petroperú, frente a los cuestionamientos realizados por dicha empresa.

¹¹¹ Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General

Artículo 201°.- Rectificación de errores

201.1 Los errores material o aritmético en los actos administrativos pueden ser rectificadas con efecto retroactivo, en cualquier momento, de oficio o a instancia de los administrados, siempre que no se altere lo sustancial de su contenido ni el sentido de la decisión.”

¹¹² Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General

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:

1.1. Principio de legalidad.- Las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas.

Artículo 61.- Fuente de competencia administrativa

61.1 La competencia de las entidades tiene su fuente en la Constitución y en la ley, y es reglamentada por las normas administrativas que de aquéllas se derivan.

IV.1.1. Competencia del OSINERGMIN

71. El OSINERGMIN es la autoridad competente para la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas en materia de seguridad de la infraestructura de los sectores de minería, hidrocarburos y electricidad, tal como se encuentra establecido en la Ley N° 29901, Ley que precisa competencias del OSINERGMIN¹¹³.
72. El Anexo 1 del Decreto Supremo N° 088-2013-PCM, por el cual fue aprobado el Listado de funciones técnicas bajo la competencia del OSINERGMIN, señala que el OSINERGMIN es competente, entre otras materias, para lo siguiente:
- Supervisar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones y equipos utilizados en la exploración, explotación, procesamiento, refinación, almacenamiento, transporte o distribución de Petróleo Crudo, Combustibles Líquidos, Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Otros Productos derivados de los Hidrocarburos (OPDH).
 - Fiscalizar y sancionar, en el ámbito de su competencia, el incumplimiento de:
 - Disposiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones y equipos utilizados en la exploración, explotación, procesamiento, refinación, almacenamiento, transporte o distribución de Petróleo Crudo, Combustibles Líquidos, Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (OPDH).
 - Disposiciones que rigen las actividades de comercialización de Combustibles Líquidos, Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (OPDH).
 - La obligación de los agentes de reportar las situaciones de emergencia de la seguridad de las instalaciones, dentro de los plazos establecidos.
 - La obligación de los agentes de reportar la investigación de las situaciones de emergencia, dentro de los plazos establecidos.
73. Asimismo, el Artículo 70° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece que es materia de fiscalización por parte del OSINERGMIN el cumplimiento de las normas de seguridad sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono del ducto; los aspectos que se relacionan con la operación del ducto y la prestación del servicio de transporte; el sistema de integridad de ductos y el cronograma de ejecución, entre otros.
74. En ese marco, el bien jurídico tutelado por el OSINERGMIN es la seguridad de la

¹¹³ Ley N° 29901, Ley que precisa competencias del OSINERGMIN

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

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

infraestructura de las actividades económicas que fiscaliza¹¹⁴.

IV.1.2. Competencia del OEFA

75. La Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, Ley del SINEFA), establece que el OEFA es competente para ejercer las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental sobre las actividades sectoriales, tales como minería, hidrocarburos, electricidad, pesquería e industria.
76. En ese marco, el OEFA evaluará el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables establecidas en el Artículo 11° de la Ley del SINEFA¹¹⁵ y el Artículo 2° del TUO del RPAS¹¹⁶, las cuales son las siguientes: (i) obligaciones contenidas en la normativa ambiental, (ii) compromisos asumidos en los instrumentos de gestión ambiental, (iii) medidas cautelares o correctivas, o disposiciones o mandatos emitidos por los órganos competentes del OEFA; y, (iv) otras obligaciones ambientales fiscalizables a cargo del OEFA por normativa posterior o en función de los procesos de transferencia de competencias al OEFA.
77. En ese marco, el bien jurídico tutelado por el OEFA es la protección del ambiente, es decir, la flora, fauna y la vida y salud de las personas, cuya existencia está condicionada a la interrelación equilibrada de los componentes abióticos y bióticos.

¹¹⁴ Al respecto, el Plan Estratégico Institucional 2015 – 2021 aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 100-2014-OS/PRES, señala que la misión del OSINERGMIN es la siguiente: *“Regular, supervisar y fiscalizar los sectores de energía y minería con autonomía, capacidad técnica, reglas claras y predecibles, para que las actividades en estos sectores se desarrollen en condiciones de seguridad y se disponga de un suministro de energía confiable y sostenible”*.

Del mismo modo, en el procedimiento administrativo sancionador seguido en el expediente N° 062-2011 contra Nyrstar Coricancha, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería del OSINERGMIN señaló que *“el ilícito sancionado por el Osinergmin se fundamenta en la lesión del interés jurídico relativo a la ‘seguridad de la infraestructura minera’ (Resolución N° 001-2015-OS/TASTEM-S2)”*.

¹¹⁵ **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional 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) (...)

¹¹⁶ **Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD, Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA**

Artículo 2.- Del ámbito de aplicación

Las disposiciones del presente Reglamento son aplicables a toda persona natural o jurídica, patrimonio autónomo, sociedad irregular, forma asociativa de empresa u otro tipo de sujeto de derecho que desarrolla actividades económicas sujetas al ámbito de fiscalización ambiental de competencia del OEFA, por el incumplimiento de:

- (i) Obligaciones contenidas en la normativa ambiental;
- (ii) Compromisos asumidos en los instrumentos de gestión ambiental;
- (iii) Medidas cautelares o correctivas, o disposiciones o mandatos emitidos por los órganos competentes del OEFA; u,
- (iv) Otras obligaciones ambientales fiscalizables a cargo del OEFA por normativa posterior o en función de los procesos de transferencia de competencias al OEFA.

IV.1.3. Las Imputaciones N° 1 y 2 corresponden a obligaciones ambientales fiscalizables por el OEFA

78. Petroperú alega la existencia de un presunto conflicto de competencias en relación con las Imputaciones N° 1 y 2 ya que señala que el OEFA no cuenta con las facultades, conocimientos ni experiencia para determinar los aspectos técnicos vinculados a la infraestructura del Oleoducto Norperuano, lo cual corresponde al OSINERGMIN. Por ello, el OEFA no contaría con competencia para pronunciarse sobre lo siguiente:

- La idoneidad o eficacia de las actividades de mantenimiento externo e interno que se realizan en el Oleoducto Norperuano, lo cual está vinculado con la Imputación N° 1.
- Las causas de la fisura del Oleoducto Norperuano en el tramo en el cual se produjo el derrame de petróleo crudo, lo cual está vinculado con la Imputación N° 1.
- Los aspectos técnicos de los bombeos efectuados en el mes de junio de 2014, lo cual está vinculado con la Imputación N° 2.

79. Al respecto, cabe señalar que las Imputaciones N° 1 y 2 son las siguientes:

- Petroperú habría incumplido el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al Kilómetro 42 del Tramo I Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.
- Petroperú no habría detectado y, por tanto, no habría controlado a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.

Ambas conductas se encuentran tipificadas en los Numerales 2.4 y 2.5 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD.

80. Es preciso señalar que las mencionadas imputaciones son fiscalizables por el OEFA en tanto son compromisos ambientales contenidos en un instrumento de gestión ambiental (PAMA) y tienen por finalidad garantizar la tutela del bien jurídico de protección al ambiente.

81. En ese mismo orden de ideas, en el expediente N° 062-2011, mediante la Resolución N° 001-2015-OS/TASTEM-S2 del 6 de enero de 2015, el OSINERGMIN señaló lo siguiente:

“(…)

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

Mientras tanto, el ilícito sancionado por el Osinergmin se fundamenta en la lesión del interés jurídico relativo a la ‘seguridad de la infraestructura minera’, como consecuencia del incumplimiento del mandato contenido

en la Resolución N° 009-2010-OS-GFM, el mismo que tenía como propósito garantizar la estabilidad de las relaveras 1 y 2¹¹⁷.

82. Por lo expuesto, el OEFA no puede dejar de fiscalizar obligaciones ambientales que se encuentren bajo su ámbito de competencia, toda vez que esta le fue asignada por ley y responde a la protección del bien jurídico de protección al ambiente¹¹⁸.
83. Por lo tanto, el OEFA es la entidad competente para verificar el cumplimiento de las obligaciones ambientales asumidas por Petroperú a través de su PAMA, las cuales son materia del presente procedimiento, como Imputaciones 1 y 2.
84. Por las consideraciones expuestas, corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.

Solicitud del Estudio de Riesgo del Oleoducto Norperuano

85. Sin perjuicio de lo señalado en relación con la competencia del OSINERGMIN y del OEFA, cabe indicar que Petroperú cuestionó, adicionalmente, el requerimiento realizado por la Subdirección de Instrucción e Investigación referida a que Petroperú presente el Estudio de Riesgo, en tanto que, de acuerdo a lo señalado por la empresa, el OEFA no es competente para valorar dicho medio probatorio, debido a su carácter eminentemente técnico y porque no se encuentra vinculado a los hechos materia de imputación.
86. Al respecto, el Literal A del Artículo 3° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos y que modifica diversas disposiciones, establece que el Estudio de Riesgo es: *“Aquél que cubre aspectos de Seguridad en las Instalaciones de Hidrocarburos y en su área de influencia, con el propósito de determinar las condiciones existentes en el medio, así como prever los efectos y las consecuencias de la instalación y su operación, indicando los procedimientos, medidas y controles que deberán aplicarse con el objeto de eliminar condiciones y actos inseguros que podrían suscitarse”*¹¹⁹.

¹¹⁷ Ver Resolución N° 001-2015-OS/TASTEM-S2 del 6 de enero de 2015 en el expediente N° 062-2011 de OSINERGMIN seguido contra Nyrstar Coricancha S.A.

En el mencionado caso, el OSINERGMIN se pronunció respecto del cálculo de la multa señalando lo siguiente: *“En efecto, considerando que este Organismo es competente para fiscalizar aspectos vinculados a la seguridad de la infraestructura minera, los criterios de gradualidad que resulten aplicables deben referirse única y exclusivamente a dicha materia, es decir, deberá motivarse la resolución de cálculo de la multa, considerando sólo lo relativo a la seguridad, es decir a los riesgos asociados a la estabilidad física de las relaveras 1 y 2 de la planta de beneficio “Concentrados Tamboraque”, que se generaron como consecuencia del incumplimiento del mandato”* (El subrayado es nuestro).

¹¹⁸ **Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General**

Artículo 65.- Ejercicio de la competencia

65.1 El ejercicio de la competencia es una obligación directa del órgano administrativo que la tenga atribuida como propia, salvo el cambio de competencia por motivos de delegación o evocación, según lo previsto en esta Ley.

65.2 El encargo de gestión, la delegación de firma y la suplencia no suponen alteración de la titularidad de la competencia.

65.3 No puede ser cambiada, alterada o modificada la competencia de las entidades consagradas en la Constitución.

¹¹⁹ **Decreto Supremo N° 043-2007-EM, Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos y modifican diversas disposiciones**

Artículo 3.- Glosario y Siglas

Para los fines del presente Reglamento se aplicarán las definiciones y siglas del presente artículo, las que reemplazan a las que se indican en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

En caso de discrepancia con otras normas, primarán las definiciones contenidas en el presente Reglamento y luego las contenidas en otras normas especiales.

87. En ese sentido, el mencionado estudio fue requerido como medio probatorio considerándolo pertinente¹²⁰, toda vez que permitiría aportar a la generación de un juicio de valor sobre las acciones de mantenimiento que debían ser realizadas por Petroperú, con la finalidad de cumplir su compromiso ambiental, considerando que el Estudio de Riesgo contiene las condiciones existentes en el medio, así como los efectos y las consecuencias de la instalación y su operación.
88. Sin perjuicio de lo señalado, resulta necesario indicar que el mencionado Estudio de Riesgo no fue incorporado al expediente y por ende no fue materia de análisis en el presente procedimiento administrativo sancionador, toda vez que Petroperú alegó que se encontraba en etapa de evaluación¹²¹.
89. Por las consideraciones expuestas, corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.

IV.2. Segunda cuestión procesal: Si se vulneraron los principios de legalidad, tipicidad y taxatividad respecto de la Imputación N° 2

90. Petroperú señaló en sus descargos que la Resolución Subdirectorial N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, vulnera los principios de legalidad y tipicidad o taxatividad.
91. El administrado sustenta su argumento en que la conducta infractora detallada en el Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD, se refiere al *“incumplimiento de lo establecido en los instrumentos de gestión ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna”*; sin embargo, la Subdirección de Instrucción e Investigación imputó como conducta infractora (Imputación N° 2) que Petroperú *“no detectó, y por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana”*, por lo que la conducta imputada no guarda relación con la conducta tipificada.

A) Glosario:

Estudio de Riesgos: Aquél que cubre aspectos de Seguridad en las Instalaciones de Hidrocarburos y en su área de influencia, con el propósito de determinar las condiciones existentes en el medio, así como prever los efectos y las consecuencias de la instalación y su operación, indicando los procedimientos, medidas y controles que deberán aplicarse con el objeto de eliminar condiciones y actos inseguros que podrían suscitarse.

120 *“(…) el objeto concreto de prueba está constituido por el conjunto de hechos que directa o indirectamente tienen relación con la materia debatida (trátese, según sea el caso, de una demanda, una excepción, una impugnación, un pedido cautelar, etc.); en otras palabras, por aquellos hechos que configuran una pretensión o una defensa al haber sido expresamente afirmados por las partes o por los terceros legitimados (una demanda, una contestación, o en cualquier acto jurídico procesal de parte), o han sido expresamente incorporados por el juzgador (con conocimiento de los demás sujetos procesales) para la correcta solución del caso concreto, siempre que en uno u otro caso guarden conexión lógico-jurídica con el petitorio y con el supuesto fáctico de las normas cuya aplicación se solicita o se discute”.* En BUSTAMANTE ALARCÓN, Reynaldo. *El Derecho a probar como elemento esencial de un proceso justo*. Lima: ARA Editores, 2001, P.153-154

121 *“(…) que solo sean admitidos, o incorporados de oficio, aquellos medios probatorios que presten algún servicio en el proceso de convicción del juzgador, es decir, aquellos que sean necesarios, convenientes o adecuados para que el juzgador alcance convicción sobre la existencia o inexistencia del hecho de que quiere probar, investigar o verificar”.* En BUSTAMANTE ALARCÓN, Reynaldo. *El Derecho a probar como elemento esencial de un proceso justo*. Lima: ARA Editores, 2001, P. 164

92. Al respecto, cabe indicar que el principio de legalidad constituye una garantía constitucional prevista en el Literal d) del Numeral 24 del Artículo 2° de la Constitución Política del Perú, el cual dispone que *“nadie será procesado ni condenado por acto u omisión que al tiempo de cometerse no esté previamente calificado en la ley, de manera expresa e inequívoca, como infracción punible; ni sancionado con pena no prevista en la ley”*.
93. De otro lado, en el principio de tipicidad o también denominado taxatividad, previsto en el Numeral 4 del Artículo 230° de la LPAG¹²² se encuentra la exigencia de que solo constituyen conductas sancionables administrativamente aquellas infracciones establecidas expresamente en normas con rango de ley. Adicionalmente, se señala que la precisión de lo que es considerado como infracción y sanción no está sujeta a una reserva de ley absoluta, dado que también puede ser regulada a través de reglamentos.
94. En el presente caso, de la revisión de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, se aprecia que la Imputación N° 2 se formuló de la siguiente manera¹²³:
- ✓ Presunta conducta imputada: Petroperú no detectó, y por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana.
 - ✓ Norma que establece la obligación:

122

Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General

“Artículo 230°.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

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

4. Tipicidad.- Sólo 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 permita tipificar por vía reglamentaria”.

123

Conforme lo descrito en la parte resolutive de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, la Imputación N° 2 quedó de la siguiente manera:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que establece la obligación	Norma que tipifica la conducta y la eventual sanción	Calificación de la gravedad de la sanción	Eventual sanción
2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no detectó y, por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva Km 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna, vida o salud humana.	Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.	Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los <u>Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas</u> , aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD	Muy Grave	De 100 a 10000 UIT
			Numeral 2.5 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los <u>Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas</u> , aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD	Muy Grave	De 500 a 15000 UIT

- Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental; y,
 - Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.
- ✓ Norma que tipifica la conducta y la eventual sanción:
- Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD
 - Numeral 2.5 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD
95. Al respecto, de la revisión de la parte considerativa de la referida resolución de inicio, se desprende que la presunta conducta infractora imputada a Petroperú (no detectó, y por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana), se encuentra recogida como una obligación ambiental fiscalizable en la página 27 de su de Plan de Contingencia¹²⁴; por tanto, su inobservancia constituye un incumplimiento al instrumento de gestión ambiental.
96. En ese sentido, al calificar la presunta conducta infractora imputada como un incumplimiento al instrumento de gestión ambiental del administrado, se cumple con el principio de tipicidad pues dicha conducta puede ser subsumida en el Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD que tipifica al *“incumplimiento de lo establecido en los instrumentos de gestión ambiental aprobados, generando daño real a la flora o fauna”*.
97. De lo expuesto, se evidencia que el hecho imputado se subsume en la conducta típica, tal como se detalla en el siguiente gráfico:

¹²⁴ Con relación al análisis de la Imputación N° 2, en la parte considerativa de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA/DFSAI/SDI se señaló expresamente que el Plan de Contingencia de Petroperú constituye un instrumento de gestión ambiental, que tiene por finalidad que su personal esté capacitado para proporcionar una rápida respuesta ante cualquier contingencia, para reducir las pérdidas y daños que pudieran originar tanto al personal, a las instalaciones y al medio ambiente. Asimismo, en dicho análisis se citó la obligación contenida en la citada página 27 del Plan de Contingencias de Petroperú:

“3.3 ESTRATEGIAS DE RESPUESTA A EMERGENCIA DE MANEJO DE RESIDUO

3.3.1 CUADROS DE PROCEDIMIENTOS

3.3.1.1 DERRAME:

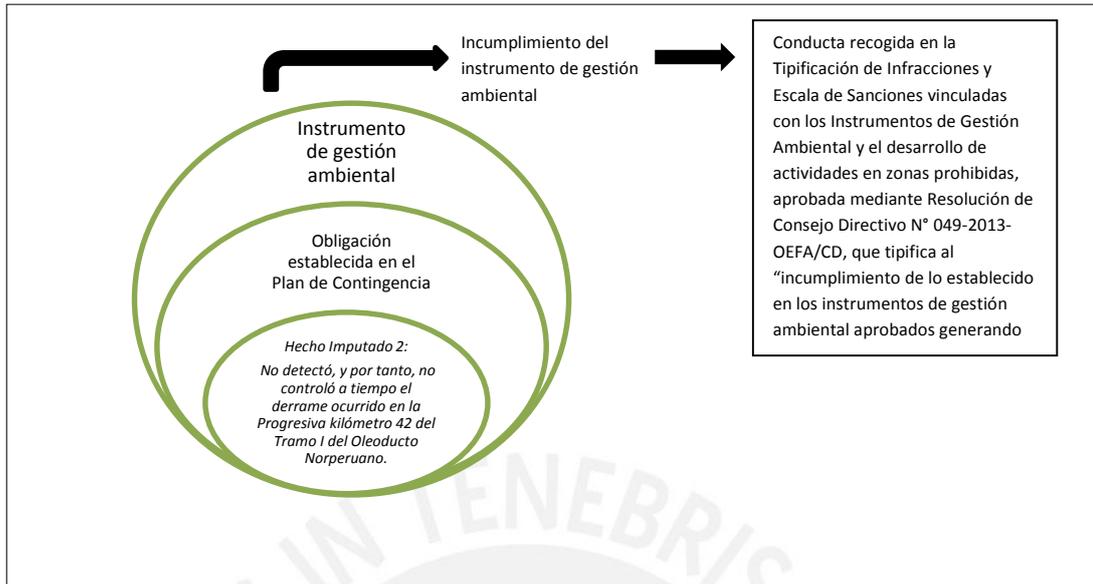
A) GENERAL

CONOCIMIENTO DEL DERRAME

PARADA DE BOMBEO”

43. Conforme a lo señalado, Petroperú tiene la obligación de prevenir, controlar o mitigar de manera rápida los efectos nocivos de una contingencia o emergencia; y, ante un derrame, detener el bombeo de crudo para evitar mayor daños ambientales”.

Gráfico N° 2. Detalle de conducta infractora N° 2



Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: DFSAI – OEFA.

98. En tal sentido, la obligación de prevenir, controlar o mitigar de manera rápida los efectos nocivos de una contingencia o emergencia – como en el caso del derrame ocurrido en Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano- forma parte de los compromisos ambientales recogidos en el Plan de Contingencia de Petroperú y, contrariamente a lo alegado por el administrado, los hechos que constituyen la Imputación N° 2 de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI fueron adecuadamente subsumidos en la norma sancionadora (Numeral 2.4 del Cuadro de Tipificación de Infracciones y Escala de Sanciones vinculadas con los Instrumentos de Gestión Ambiental y el desarrollo de actividades en zonas prohibidas, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 049-2013-OEFA/CD), tal y como expresamente consta en la parte resolutive de la referida resolución.
99. Por lo expuesto, corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.

IV.3. Tercera cuestión procesal: Si se variaron las imputaciones de cargos de manera irregular

100. El 7 de octubre de 2014, Petroperú fue notificado con el Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre de 2014, el cual contiene el análisis de la Dirección de Supervisión referido a la documentación presentada por Petroperú al OEFA: el Reporte Final de Emergencias Ambientales, presentado el 5 de agosto de 2014 y la información requerida mediante el acta de supervisión, la cual fue presentada entre el 6 y 11 de agosto de 2014.
101. Al respecto, en el escrito de descargos del 29 de octubre de 2014, Petroperú alega que el mencionado informe de supervisión incluye en el procedimiento administrativo sancionador tres imputaciones de manera implícita, las cuales son:
- (i) Incumplimiento de las obligaciones de inspección interna, externa y derecho de vía aplicable al Oleoducto Norperuano.

- (ii) Incumplimiento de la inspección interna del Oleoducto Norperuano, ya que la última inspección fue realizada hace más de 15 años, lo cual habría ocasionado que no se detecte la pérdida del porcentaje de material del Oleoducto Norperuano.
- (iii) Uso incorrecto del SCADA, lo cual habría impedido el descubrimiento de fallas o roturas en el Oleoducto Norperuano. Este supuesto incumplimiento habría generado un derrame de 2812 barriles bombeados los días 22, 24 y 28 de junio de 2014.

102. Contrariamente a lo señalado por Petroperú, el análisis realizado por la Dirección de Supervisión mediante el mencionado Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre de 2014 se encuentra en el marco de las imputaciones materia del presente procedimiento administrativo sancionador, tal como establece el propio informe¹²⁵:

“El análisis de la información presentada por la empresa operadora del Oleoducto se efectuará de acuerdo a las imputaciones efectuadas en el procedimiento administrativo sancionador”.

- 103. En ese sentido, los documentos proporcionados por Petroperú, fueron analizados en el marco de las imputaciones establecidas en el inicio del presente procedimiento administrativo sancionador y, como tal, son valorados por esta Dirección en ese mismo marco.
- 104. En efecto, de la revisión de estas tres supuestas imputaciones que fueron incluidas por la Dirección de Supervisión según lo alegó Petroperú, se advierte que los hechos descritos en los numerales (i) y (ii) del párrafo 101 de la presente resolución se encuentran contemplados en la Imputación N° 1. De esa manera, el incumplimiento de las obligaciones de inspección (interna, externa y derecho de vía) está referido a la no realización de acciones de mantenimiento al kilómetro 42 del Oleoducto Norperuano por parte de Petroperú.
- 105. Por su parte, las acciones realizadas por Petroperú para detectar el derrame (como el uso del SCADA), son materia de la imputación N° 2 referida a que Petroperú no controló a tiempo el derrame ocurrido en la Progresiva kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
- 106. Por lo expuesto, se concluye que no fueron incorporadas nuevas imputaciones al presente procedimiento administrativo sancionador; por lo que corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.

IV.4. Cuarta cuestión procesal: Si se vulneraron los principios del procedimiento administrativo

IV.4.1. Presunta vulneración al principio de verdad material y de presunción de licitud

- 107. En su escrito de descargos, Petroperú señala que la carga de la prueba recae sobre el OEFA, de manera que corresponde a dicha entidad acreditar fehacientemente que Petroperú cometió las infracciones imputadas en la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI que inició el presente procedimiento administrativo sancionador.

¹²⁵ Folio 823 reverso del expediente.

108. Asimismo, Petroperú indica que dicha regla se vulnera y, por tanto, los principios de verdad material y de presunción de licitud, en tanto que las imputaciones formuladas en la citada resolución de inicio no se sustentan en medios probatorios ni elementos indiciarios que quiebren su presunción de inocencia, siendo sus principales argumentos los siguientes:

- Las supervisiones fueron realizadas de manera visual y sus conclusiones se basan en conjeturas.
- El órgano instructor no cuenta con ningún medio científico, médico o técnico de comprobación sobre la calidad de agua, suelo o aire que pueda sustentar el daño ambiental o de sanidad personal.
- De los informes de supervisión que sustentaron el inicio del procedimiento administrativo sancionador, se advierte un total desconocimiento sobre el mantenimiento, operación y funcionamiento del Oleoducto Norperuano.
- El personal a cargo de las supervisiones no cuenta con la capacidad técnica para pronunciarse sobre el estado del Oleoducto Norperuano.
- Se incorporaron de manera tardía los resultados de laboratorio de las muestras tomadas por el OEFA, lo cual constituye una evidente actuación administrativa antijurídica.

109. Para el análisis de los argumentos presentados por Petroperú, es importante señalar lo siguiente:

La presunción de licitud y el inicio del procedimiento administrativo sancionador

110. El principio de licitud, regulado en el Numeral 9 del Artículo 230° de la LPAG¹²⁶ establece la presunción de que los administrados actúan cumpliendo sus deberes mientras no se pruebe lo contrario.
111. Así, en aquellos casos donde la Administración no recabe los medios probatorios suficientes para acreditar la existencia de infracción administrativa o, pese a la posesión de pruebas, no se haya generado en la autoridad convicción para determinar la responsabilidad administrativa, se aplicará el principio de presunción de licitud y se dispondrá la absolución del administrado.
112. Ahora bien, la resolución que determina el inicio del procedimiento administrativo sancionador tiene como objetivo determinar, con la mayor precisión posible, los hechos susceptibles de motivar la incoación del procedimiento, la sanción que correspondería imponer, la identificación del administrado que pudiera resultar responsable y las circunstancias relevantes al caso concreto.

¹²⁶

Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General

“Artículo 230.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

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

9. Presunción de licitud.- *Las entidades deben presumir que los administrados han actuado apegados a sus deberes mientras no cuenten con evidencia en contrario”*

113. Asimismo, el inicio del procedimiento administrativo sancionador implica la comunicación de imputación de cargos y recepción de descargos, para luego valorar las pruebas y determinar la existencia de una infracción y su sanción aplicable o, según corresponda, declarar la inexistencia de infracción y archivo del procedimiento.
114. En ese sentido, se tiene que desde la imputación de cargos hasta la emisión de la resolución que da fin a la instancia se llevan a cabo las actuaciones propias de la instrucción del procedimiento administrativo sancionador, donde se tiene la finalidad de comprobar los hechos que constituyen el ilícito administrativo y la determinación de la sanción correspondiente¹²⁷; por lo tanto, para el inicio del procedimiento no se requiere un grado de certeza sobre los hechos imputados, sino que se requiere contar con elementos preliminares que adviertan la existencia de una presunta infracción.
115. De esa manera, en el presente caso, para el inicio del procedimiento sancionador se contaba con los elementos probatorios preliminares aportados por la Dirección de Supervisión (Autoridad Acusatoria), mediante el Informe Técnico Acusatorio N° 284-2014-OEFA/DS y la documentación presentada por Petroperú ante la citada Dirección de Supervisión, entre los cuales se encontraba el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales.
116. Al respecto, es importante tomar en cuenta lo siguiente:
- De conformidad con el Artículo 16° del TUO del RPAS los informes técnicos, actas de supervisión u otros documentos similares constituyen medios probatorios dentro del procedimiento administrativo sancionador y la información contenida en ellos –salvo prueba en contrario– se presume cierta y responde a la verdad de los hechos que en ellos se afirma, por tanto la información contenida en el Informe Técnico Acusatorio remitido por la Dirección de Supervisión goza de presunción de veracidad.
 - De los medios probatorios presentados por el administrado, tales como el Reporte Preliminar de la Emergencia Ambiental, se tomó conocimiento de la ocurrencia del derrame, siendo función de esta Dirección determinar la responsabilidad de su ocurrencia, considerando que el titular de las operaciones del Oleoducto Norperuano es Petroperú.
117. Por lo expuesto, la resolución de inicio del procedimiento administrativo sancionador se sustenta en elementos probatorios preliminares sobre la existencia de responsabilidad administrativa. Es durante la tramitación del procedimiento y en virtud de los principios de verdad material y debido procedimiento, que se obtendrán y actuarán medios probatorios que generen o no convicción en la autoridad administrativa sobre la responsabilidad del administrado.

¹²⁷ En relación con lo señalado, en el procedimiento administrativo sancionador seguido en el expediente N° 058-10-MA/E, el administrado alegó en su defensa que la resolución de inicio vulneraba el principio de licitud, en tanto no se había acreditado la existencia de daño ambiental para considerar seis supuestas infracciones como graves y pretender sancionar cada una de ellas con 50 UIT (Unidad Impositiva Tributaria).

Mediante Resolución Directoral N° 522-2014-OEFA/DFSAI del 3 de setiembre de 2014, la DFSAI señaló que la resolución que dispone el inicio del procedimiento administrativo sancionador tiene como objetivo determinar, con la mayor precisión posible, los hechos susceptibles de motivar la incoación del procedimiento, la sanción que correspondería imponer, la identificación del administrado que pudiera resultar responsable y las circunstancias relevantes al caso concreto.

La citada Resolución Directoral N° 522-2014-OEFA/DFSAI fue confirmada por el Tribunal de Fiscalización Ambiental, mediante Resolución N° 010-2015-OEFA/TFA-SEM del 4 de febrero de 2015.

118. En consecuencia, corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en ese extremo.
119. Finalmente, cabe señalar que los resultados de las pruebas de laboratorio remitidos por la Dirección de Supervisión a la Dirección de Fiscalización, mediante Memorandum N° 3121-2014-OEFA/DS del 1 de octubre de 2014, fueron trasladados a Petroperú para sus respectivos descargos, el 7 de octubre de 2014 y serán objeto de análisis en la presente resolución.

IV.4.2. Presunta vulneración al principio de debido procedimiento

IV.4.2.1. El principio de debido procedimiento

120. El debido proceso constituye un principio - derecho que debe ser aplicado en sede jurisdiccional y que dota de un conjunto de garantías a los justiciables; no obstante, la jurisprudencia y la doctrina han reconocido que también rige para la tramitación de los procedimientos administrativos.
121. El Artículo IV de la LPAG establece que al aplicar sanciones, las entidades administrativas deberán sujetarse al procedimiento establecido y respetar las garantías del debido proceso¹²⁸:
122. En esa línea, el Numeral 2.1 del Artículo IV del Título Preliminar y el Numeral 2 del Artículo 230° de la LPAG establecen que el debido procedimiento constituye un principio que rige la actuación de la Administración Pública en todos los procedimientos administrativos, en especial en aquellos en los que ejerce potestad sancionadora (procedimiento administrativo sancionador)¹²⁹.

IV.4.2.2. Aplicación del principio del debido procedimiento al presente caso

123. En su escrito de descargos, Petroperú señala que se habría vulnerado el debido procedimiento administrativo por lo siguiente:

¹²⁸ Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General
"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 todos los derechos y garantías inherentes al debido procedimiento administrativo, que comprende el derecho a exponer sus argumentos, a ofrecer y producir pruebas y a obtener una decisión motivada y fundada en derecho. La institución del debido procedimiento administrativo se rige por los principios del Derecho Administrativo. La regulación propia del Derecho Procesal Civil es aplicable sólo en cuanto sea compatible con el régimen administrativo.

Artículo 230.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

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

2. **Debido procedimiento.**- Las entidades aplicarán sanciones sujetándose al procedimiento establecido respetando las garantías del debido proceso."

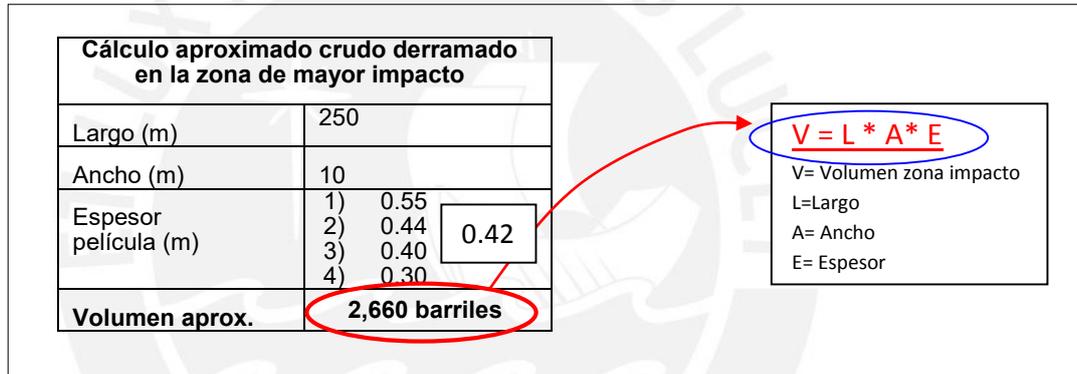
¹²⁹ MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS – MINJUS. Guía sobre la aplicación del Principio - Derecho del Debido Proceso en los procedimientos administrativos. Pág. 15

<http://www.minjus.gob.pe/wp-content/uploads/2013/09/Gu%C3%ADa-del-debido-proceso-MINJUS.pdf>

a) Presunta falta de motivación respecto del volumen de petróleo crudo derramado

124. Petroperú señala que el OEFA no motivó el cálculo realizado sobre el volumen de petróleo crudo derramado, con lo cual se vulneró el derecho de defensa.
125. Al respecto, cabe señalar que en la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, mediante la cual se dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, se indicó que durante la segunda supervisión realizada, la Dirección de Supervisión verificó que dentro del canal de flotación del Oleoducto se encontraba confinado el mayor volumen de crudo derramado, en un área aproximada de 2 500 m², es decir que, el crudo derramado en el ambiente comprendía un área de 250 m de longitud y 10 m de ancho. Asimismo, se determinó que en la zona más alejada del punto de derrame, el espesor de la capa de crudo derramado va desde los 20 a 50 cm.
126. Conforme a las mediciones realizadas y con los datos señalados, en la referida resolución se indicó que la estimación del volumen derramado de crudo sería de 2 660 barriles aproximadamente, según el siguiente cálculo¹³⁰:

Gráfico N° 3



Elaboración: Dirección de Supervisión – OEFA
 Fuente: Dirección de Supervisión – OEFA

127. Al respecto y según se señaló en la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI, para determinar el volumen aproximado de crudo derramado, se midió la película en cuatro puntos distintos, promediando 0,42 m de espesor. En ese sentido, al remplazar los valores en la fórmula citada (0,42 m de espesor x 250 m de longitud por 10 m de ancho), se obtiene que el volumen es igual 1 056 m³, y este resultado

130

En la parte considerativa de la Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI se citó lo siguiente:

44. Durante la segunda supervisión se verificó que el crudo derramado en el ambiente comprendía un área de 250m. de longitud y 10m. de ancho. Esta afirmación se fundamenta en la siguiente observación:

'Hallazgo N° 2

Durante la supervisión de campo se ha podido determinar que el mayor volumen de crudo derramado se encuentra confinado dentro del canal de flotación del Oleoducto en un área aproximadamente de 2,500 m², comprendido entre el punto de derrame de 250 m. de longitud y 10 m. de ancho. Por otro lado, durante la supervisión se ha podido determinar que el espesor de la capa de crudo derramado va desde los 20 a 50 cm. en la zona más alejada del punto de derrame".

45. De acuerdo a las mediciones realizadas en campo con los datos previamente señalados, se habría estimado que el volumen derramado de crudo sería de 2,660 barriles aproximadamente (...)

Al respecto, para el cálculo del volumen del crudo derramado en la zona de mayor impacto, se midió el espesor de la película en cuatro puntos diferentes, promediando 0.42 m. de espesor; entonces al multiplicar por 250 m. (longitud) y por 10 m (ancho) se tiene que el volumen es igual a 1,056 m³, por 6.29 (conversión de metros cúbicos a barriles), obteniendo como resultado 6,644 barriles. Para este cálculo se ha considerado que el crudo que se encuentra a la intemperie posiblemente se haya contaminado con agua de lluvia, por lo que se podría considerar que solo el 40% sería crudo, siendo el volumen derramado 2,660 barriles aproximadamente"

multiplicado por 6,29, a efectos de convertir metros cúbicos a barriles, resulta 6 644 barriles. No obstante, cabe precisar que, en tanto el crudo se encuentra a la intemperie, se estima que solo el 40% constituiría crudo, por tanto, el volumen derramado sería de 2 660 barriles aproximadamente.

128. De lo citado se advierte que la Subdirección de Instrucción e Investigación cumplió con detallar la metodología aplicada para el cálculo del volumen de petróleo crudo derramado; por lo que no se advierte afectación del derecho de defensa por falta de motivación en la resolución de inicio del presente procedimiento.
- b) Presunto otorgamiento de plazos irracionales para brindar información o formular observaciones
129. Petroperú señala que en la tramitación del procedimiento administrativo sancionador, se le otorgaron plazos irracionales para brindar información o formular observaciones a la documentación remitida por la Subdirección de Instrucción e Investigación, ya que los plazos otorgados eran de tres (3) días hábiles; por ello, señala que se vulneró el derecho al debido procedimiento.
130. Al respecto, es importante precisar que el Artículo 132° de la LPAG establece plazos máximos para realizar actos procedimentales y que para los actos de cargo del administrado requeridos por la autoridad, como entrega de información, respuesta a las cuestiones sobre las cuales deban pronunciarse, aplica el plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la solicitud¹³¹. De esa manera, corresponde a la autoridad determinar el plazo razonable de acuerdo a la actuación que corresponda realizar o al tipo de documentación notificada al administrado.
131. Sin perjuicio de ello, cabe señalar que la Subdirección de Instrucción e Investigación otorgó ampliaciones del plazo siempre que Petroperú lo solicitó, con lo cual el plazo aproximado que fue otorgado a Petroperú para absolver los requerimientos fue de seis (6) a ocho (8) días hábiles, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 7

Documento remitido a Petroperú	Asunto	Plazo otorgado	Plazo otorgado por ampliación solicitada
Proveído N° 10	Se corre traslado de Informes Técnicos Complementarios de la Dirección de Supervisión	3 días hábiles	5 días hábiles adicionales
Proveído N° 12	Se corre traslado de Informes Técnicos Complementarios de la Dirección de Supervisión	3 días hábiles	5 días hábiles adicionales
Proveído N° 29	Se corre traslado de Memorándum de la Dirección de Supervisión con un video de las actividades realizadas durante una supervisión	3 días hábiles	5 días hábiles adicionales
Proveído N° 31	Se requirió a Petroperú el Estudio de Riesgo del Oleoducto Norperuano	3 días hábiles	3 días hábiles adicionales
Proveído N° 33	Se traslada pliego de preguntas	3 días hábiles	3 días hábiles

131

Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General

Artículo 132.- Plazos máximos para realizar actos procedimentales

A falta de plazo establecido por ley expresa, las actuaciones deben producirse dentro de los siguientes:

(...)

4. Para actos de cargo del administrado requeridos por la autoridad, como entrega de información, respuesta a las cuestiones sobre las cuales deban pronunciarse: dentro de los diez días de solicitados.

Documento remitido a Petroperú	Asunto	Plazo otorgado	Plazo otorgado por ampliación solicitada
Proveído N° 35	Se corre traslado de documentación obtenida en el marco de las labores de instrucción	3 días hábiles	3 días hábiles

Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: DFSAI - OEFA

132. En efecto, de la revisión del cuadro se aprecia que Petroperú en reiteradas oportunidades solicitó ampliación de los plazos otorgados; en tal sentido, la Subdirección de Instrucción e Investigación diligentemente cumplió con otorgar las prórrogas solicitadas por un plazo máximo de tres (3) a cinco (5) días hábiles, en salvaguarda del derecho de defensa de Petroperú.
133. Por lo expuesto, se concluye que no se vulneró el principio de debido procedimiento, por lo que corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.
- c) Presunta notificación de folios ilegibles
134. Petroperú señala que el OEFA le notificó folios ilegibles donde se encontraba información sobre la cadena de custodia de los muestreos efectuados por dicha entidad y, a pesar de que dichos folios fueron solicitados, el OEFA no se los proporcionó.
135. Al respecto, cabe señalar que frente a la solicitud realizada por Petroperú, el OEFA cumplió con proporcionar la copia de los folios presuntamente ilegibles: folios 1179, 1184, 1200, 1204 y 1206 (anverso y reverso), tal como consta en la Constancia de acceso al expediente del 4 de noviembre de 2014¹³².
136. Por lo expuesto, se concluye que no se vulneró el principio de debido procedimiento, y corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.
- d) Entrevista realizada a un funcionario de la empresa LAMOR
137. Petroperú señala que en una de las supervisiones realizadas durante las actividades de remediación, la Dirección de Supervisión entrevistó a un especialista de la empresa LAMOR, contratista a cargo de las acciones de remediación, para conocer sobre el uso del sistema EKO-GRID; lo cual no fue notificado con anticipación a Petroperú.
138. Al respecto, de acuerdo al literal b) del artículo 16° del Reglamento de Supervisión Directa aprobado mediante Resolución N° 007-2013-OEFA/CD¹³³ del 26 de febrero del 2013, el supervisor está facultado a tomar y registrar declaraciones de las personas que puedan brindar información relevante sobre la supervisión que se lleva a cabo.

¹³² Folio 1313 del expediente

¹³³ **Resolución de Consejo Directivo N° 007-2013-OEFA/CD- Reglamento de Supervisión Directa**
TÍTULO III DE LOS SUJETOS EN LA SUPERVISIÓN DIRECTA
CAPÍTULO I DEL SUPERVISOR

Artículo 16°.- De las facultades del Supervisor

El Supervisor goza, entre otras, de las siguientes facultades:

(...)

b) Tomar y registrar declaraciones de las personas que puedan brindar información relevante sobre la supervisión que se lleva a cabo

139. En consecuencia, se aprecia que el supervisor del OEFA ha actuado dentro de sus facultades, las cuales conocía de antemano el personal de Petroperú, y, por consiguiente, no se aprecia una vulneración al derecho de defensa del administrado, al haber seguido el supervisor el procedimiento regulado en el Reglamento de Supervisión Directa; por lo que se desestima lo alegado por Petroperú en este extremo.

IV.4.3. Presunta vulneración del principio de imparcialidad

140. Petroperú alega la vulneración del derecho a ser investigado por una autoridad imparcial en vía administrativa en base a la difusión realizada por funcionarios del OEFA sobre el procedimiento administrativo sancionador, conforme lo señaló en su escrito presentado el 27 de agosto de 2014:

“(...) en vista de las repetidas publicaciones en el portal oficial de la OEFA y de las entrevistas en medios de comunicación masivos que vienen realizando los funcionarios públicos de esta entidad administrativa, pedimos que las mismas cesen y sean retiradas del portal correspondiente. Al respecto, queremos indicar que estas actuaciones de los empleados públicos y las actividades de publicidad en las cuales se muestran datos, valoraciones o posturas jurídicas adelantadas referidas al presente sancionador, serían contrarias a los deberes de objetividad, neutralidad y el principio de imparcialidad recaídos en la tramitación de cualquier procedimiento administrativo (...)”

141. Al respecto, el Numeral 1.5 del Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG reconoce como uno de los principios que rige los procedimientos administrativos al principio de imparcialidad, por el cual se entiende que las autoridades administrativas actúan 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 general.
142. Al respecto, es importante afirmar que del argumento presentado por Petroperú no se advierte vulneración alguna del principio de imparcialidad, ya que la información que se proporciona sobre los procedimientos administrativos sancionadores se ciñe de manera estricta a la Resolución de Consejo Directivo N° 015-2012-OEFA/CD, Directiva que promueve mayor transparencia respecto de la información que administra el OEFA, publicada en el diario oficial El Peruano el 28 de diciembre de 2012.
143. Por consiguiente, no se ha acreditado la vulneración al principio de imparcialidad, por lo que corresponde desestimar lo alegado por Petroperú en este extremo.

IV.5. Quinta cuestión procesal: Si la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI, que incorporó al procedimiento administrativo sancionador a las comunidades nativas de Cuninico y San Francisco, al señor Armando Arce Águila y al Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible se encuentra debidamente motivada

IV.5.1. Marco teórico normativo: El papel del tercero interesado en el procedimiento administrativo sancionador del OEFA

144. El tercero interesado es aquel que, sin ser parte del procedimiento, tiene un interés propio jurídicamente relevante, toda vez que sus derechos pueden verse afectados¹³⁴.

¹³⁴ Al respecto, Ana María Arrante citada por Ursula Indacochea indica lo siguiente: “En consecuencia, en concordancia con lo señalado por Ana María Arrarte, entenderemos como tercero a aquel que sin ser titular de la relación material que origina el conflicto de intereses que es materia del proceso, tiene un interés propio jurídicamente relevante para participar en

145. El Artículo 60° de la LPAG establece que los terceros pueden apersonarse en cualquier estado del procedimiento:

“Artículo 60.- Terceros administrados

60.1 Si durante la tramitación de un procedimiento es advertida la existencia de terceros determinados no comparecientes cuyos derechos o intereses legítimos puedan resultar afectados con la resolución que sea emitida, dicha tramitación y lo actuado les deben ser comunicados mediante citación al domicilio que resulte conocido, sin interrumpir el procedimiento.

60.2 Respecto de terceros administrados no determinados, la citación es realizada mediante publicación o, cuando corresponda, mediante la realización del trámite de información pública o audiencia pública, conforme a esta Ley.

60.3 Los terceros pueden apersonarse en cualquier estado del procedimiento, teniendo los mismos derechos y obligaciones de los participantes en él”.

146. De acuerdo con el artículo citado, para la incorporación de terceros solo basta que estos **puedan ser afectados con la resolución que sea emitida.**

147. Ahora, teniendo en cuenta que el procedimiento administrativo sancionador se inicia de oficio¹³⁵, las partes del procedimiento son en estricto la Administración (que actúa en atención a la potestad sancionadora) y el administrado (a quien se le atribuye la presunta comisión de una infracción); sin embargo, ello no enerva que un **tercero ajeno a las partes, pero cuyos derechos puedan ser afectados durante la tramitación del procedimiento administrativo sancionador, sea incorporado en este.**

148. En esa línea, SÁNCHEZ MORÓN¹³⁶ reconoce la participación de terceros con interés en la tramitación de procedimientos administrativos sancionadores:

“Lo normal es que un procedimiento sancionador se tramite con la única participación del presunto o presuntos responsables. No obstante, es posible la intervención de otros interesados que tengan la debida legitimación, es decir, en aquellos casos en que el procedimiento pueda afectar a sus derechos o intereses legítimos”.

149. La Primera Disposición Complementaria y Final de **las Normas Reglamentarias** estableció **que cualquier persona natural o jurídica con interés legítimo podrá intervenir como tercero interesado en los procedimientos administrativos sancionadores o recursivos que se tramitan ante el OEFA**, aportando pruebas sobre la existencia de infracción administrativa o sobre el incumplimiento de una medida cautelar o correctiva¹³⁷.

él, por cuanto los efectos pueden alcanzarle directa o indirectamente” En “Liticonsorcio e intervención de terceros en el proceso de amparo” Gaceta Constitucional N° 1, enero 2008. p. 520.

¹³⁵ **Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General**

“Artículo 235.- Procedimiento sancionador

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

1. El procedimiento sancionador se inicia siempre de oficio, bien por propia iniciativa o como consecuencia de orden superior, petición motivada de otros órganos o entidades o por denuncia”.

¹³⁶ SÁNCHEZ MORÓN, Miguel. Derecho Administrativo. Cuarta Edición. Tecnos: Madrid, 2008, p. 691.

¹³⁷ **Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19 de la Ley N° 30230 – Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA-CD**

150. De otro lado, de conformidad con el Numeral 4 del Artículo 3° de la LPAG los actos administrativos deben estar debidamente motivados en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico¹³⁸.
151. Asimismo, cabe indicar que el Artículo 6° de la LPAG¹³⁹ precisa que la motivación deberá ser expresa, mediante una relación concreta y directa de los hechos probados relevantes del caso específico, y la exposición de las razones jurídicas y normativas que, con referencia directa a los anteriores, justifican el acto adoptado.

IV.5.2. La Resolución Subdirectorial N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI sí fue emitida acorde a ley

152. Petroperú en sus descargos señaló que la Resolución Subdirectorial N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI, mediante la cual se incorporó al procedimiento administrativo sancionador a la Comunidad de Nativa de Cuninico, a la Comunidad Nativa de San Francisco, al señor Armando Arce Águila y al Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible en calidad de terceros no se encuentra debidamente motivada, debido a que:
- (i) No desarrolló los argumentos por los que las mencionadas comunidades y el señor Arce tendrían interés legítimo, ni precisó cuál sería su participación en el procedimiento administrativo sancionador.
 - (ii) Las comunidades nativas de Cuninico y San Francisco no se ubican cerca al área del derrame y según la opinión emitida por el ANA, el derrame no llegó al río Cuninico ni al río Marañón, por lo que no existiría una afectación al derecho a la salud, al ambiente sano o al trabajo.

“DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- Participación de terceros con interés legítimo

Cualquier persona natural o jurídica con interés legítimo podrá intervenir como tercero interesado en los procedimientos administrativos sancionadores o recursos que se tramitan ante el OEFA, aportando pruebas sobre la existencia de infracción administrativa o sobre el incumplimiento de una medida cautelar o correctiva, en aplicación de lo establecido en el artículo 60 de la Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General. (...)

¹³⁸ **Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General**

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

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

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

¹³⁹ **Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General**

“Artículo 6.- Motivación del acto administrativo

6.1 La motivación deberá ser expresa, mediante una relación concreta y directa de los hechos probados relevantes del caso específico, y la exposición de las razones jurídicas y normativas que con referencia directa a los anteriores justifican el acto adoptado.

6.2 Puede motivarse mediante la declaración de conformidad con los fundamentos y conclusiones de anteriores dictámenes, decisiones o informes obrantes en el expediente, a condición de que se les identifique de modo certero, y que por esta situación constituyan parte integrante del respectivo acto.

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.

6.4 No precisan motivación los siguientes actos:

6.4.1 Las decisiones de mero trámite que impulsan el procedimiento.

6.4.2 Cuando la autoridad estima procedente lo pedido por el administrado y el acto administrativo no perjudica derechos de terceros.

6.4.3 Cuando la autoridad produce gran cantidad de actos administrativos sustancialmente iguales, bastando la motivación única”.

(iii) La incorporación del IDLADS no tiene sustento legal.

153. Al respecto, y teniendo en cuenta el marco teórico legal desarrollado, se procederá a analizar cada uno de los cuestionamientos de Petroperú.
- a) **Con relación a que la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI no desarrolló el interés legítimo de las comunidades nativas de Cuninico y San Francisco, así como del señor Arce, ni precisó cuál sería su participación en el procedimiento administrativo sancionador**
154. En el presente caso, mediante escritos del 13 de octubre del 2014, la Comunidad de Nativa de Cuninico, la Comunidad Nativa de San Francisco y el señor Armando Arce Águila solicitaron su incorporación al presente procedimiento, justificando su petición en la afectación que habría sufrido como producto de los hechos investigados.
155. En atención a dichas solicitudes, la Subdirección de Instrucción e Investigación advirtió que las mencionadas comunidades y el señor Arce sustentaron su interés legítimo, por lo que procedió a emitir la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI.
156. Cabe agregar que, conforme lo señala la Primera Disposición Complementaria y Final de las Normas Reglamentarias, para la incorporación de terceros resulta suficiente la posibilidad de **ser afectados con la resolución que sea emitida en sus legítimos intereses**, es decir, no se exige que la afectación sea real. En este caso, si los hechos investigados pueden tener un impacto en el entorno donde estos terceros viven, entonces estos podrían tener legitimidad para participar del procedimiento proporcionando información sobre si el derrame ha producido algún cambio en el entorno.
157. Asimismo, la Subdirección de Instrucción e Investigación sustentó la incorporación de los terceros en la presunta vulneración al derecho a la salud, al ambiente sano y equilibrado, así como a la fuente de trabajo, ello en atención al potencial impacto (directo o indirecto) que pudiera haber generado el derrame en el ámbito territorial en el que desarrollan sus actividades económicas y sociales.
158. Petroperú no ha indicado la posible afectación que le ocasiona la incorporación de terceros interesados en el presente procedimiento sancionador. En tal sentido, lo alegado por Petroperú ha quedado desvirtuado.
- b) **Con relación a que las comunidades nativas de Cuninico y San Francisco no se ubican cerca al área del derrame y, según la opinión emitida por el ANA, el derrame no llegó al río Cuninico ni al río Marañón, por lo que no existiría una afectación al derecho a la salud, al ambiente sano o al trabajo**
159. Las comunidades nativas de Cuninico y San Francisco se ubican en el distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto, distrito en el cual se detectó el derrame reportado por Petroperú.
160. En tal sentido, la exactitud de la cercanía área del derrame no resulta relevante para rechazar la solicitud de incorporación de terceros, puesto que en la fecha de emisión de la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI, esto es, 24 de

noviembre del 2014, el procedimiento administrativo aún se encontraba en etapa de instrucción¹⁴⁰.

161. Cabe indicar que de la revisión de la base cartográfica que tiene el OEFA, actualizada a setiembre de 2015, y de la revisión del mapa temático elaborado en julio de 2014 por el área Sistema de Información Geográfica - SIG de la Dirección de Supervisión, denominado “Supervisión especial del 09 al 13 de julio de 2014 – Derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano kilómetro 42 – Tramo 1”¹⁴¹, se verifica que las poblaciones que pudieron haber sido afectadas son las que se mencionan a continuación, debido a que estas se encuentran próximas a la zona de influencia del punto donde ocurrió el derrame¹⁴²:

▪ **Comunidad Nativa Cuninico**

Esta población se encuentra antes de la confluencia de la quebrada de Cuninico y del río Marañón, es decir, aguas debajo del punto donde ocurrió el derrame de hidrocarburos. Cabe señalar que esta Comunidad Nativa se encuentra dentro de la zona de influencia directa en tanto que se ubica aguas debajo del punto donde ocurrió el derrame.

Cuenca hidrográfica: Media baja del río Marañón.

Departamento y provincia de Loreto, distrito de Urarinas.

▪ **Comunidad Nativa San Francisco**

Esta población se encuentra en la margen izquierda del río Marañón, a una distancia aproximada de 17.6 kilómetros del punto donde ocurrió el derrame de hidrocarburos. Cabe señalar que esta comunidad nativa se encuentra dentro de la zona de influencia indirecta en tanto que se ubica aguas arriba de la confluencia del río Marañón con la quebrada Cuninico, tal como se puede observar en el mapa denominado “**Supervisión especial del 09 al 13 de julio de 2014 – Derrame de petróleo crudo en el oleoducto norperuano Km. 42 – Tramo 1**”.

Cuenca hidrográfica: Media baja del río Marañón.

Departamento y provincia de Loreto, distrito de Urarinas.

162. Cabe reiterar que para la incorporación de terceros resulta suficiente la posibilidad de **ser afectados con la resolución que sea emitida**, es decir, no se exige que la afectación sea real. Su participación se encuentra relacionada a la posibilidad de que ellos puedan aportar información y algún elemento probatorio sobre la cuestión de fondo discutida en el procedimiento, dado que el pronunciamiento final podría tener algún impacto en sus intereses.

¹⁴⁰ La fase de instrucción del procedimiento administrativo sancionador es aquella, mediante la cual se incorporan los documentos, testimonios, actuaciones, actos administrativos, notificación y demás diligencias que se vayan realizando. Se inicia con la imputación de cargos. SÁNCHEZ MORÓN, Miguel. Derecho Administrativo. Cuarta Edición. Tecnos: Madrid, 2008, p. 693 y 694.

¹⁴¹ Folio 174 del Expediente.

¹⁴² La zona de influencia, o también conocida como el radio de acción del proyecto, es aquella área geográfica que podría ser afectada de alguna manera por el desarrollo de las actividades que involucran la implementación y ejecución de un proyecto determinado, es decir, son los límites dentro de los cuales se deben estudiar los impactos (negativos o positivos).

La zona de influencia puede ser clasificada de dos tipos: (i) directa; e (ii) indirecta. La primera corresponde al área donde puntualmente sucederán los impactos (positivos o negativos), es decir, donde se desarrolla el proyecto. La segunda, es la zona que establece hasta dónde alcanzarán los efectos ambientales producidos por un determinado hecho en la zona de influencia directa.

163. Por otro lado, la actuación y valoración de la opinión emitida por el ANA respecto al derrame, corresponde al análisis de fondo y no es relevante para determinar la incorporación de terceros interesados. Por tanto, lo alegado por Petroperú ha quedado desestimado.
- c) **Con relación a que la incorporación del Instituto de Defensa Legal del Ambiente y Desarrollo Sostenible no tiene sustento legal**
164. Contrariamente a lo señalado por Petroperú, la Resolución Subdirectorial N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI sí fundamentó las razones por las cuales el IDLADS fue incorporado en el presente procedimiento administrativo sancionador¹⁴³.
165. En efecto, en la referida resolución se indicó que el IDLADS es una institución sin fines de lucro que tiene entre sus fines el de la defensa legal de intereses difusos y colectivos vinculados a la protección del ambiente, conforme a lo consignado en el Asiento A00003 de la Partida Registral N° 11840143.
166. Asimismo, el IDLADS sustentó su incorporación según lo establecido en el Numeral 2 del Artículo 22° de la Constitución Política del Perú, que consagra el derecho de toda persona a gozar de un ambiente sano y equilibrado, así como en el Artículo 143° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en adelante, Ley General del Ambiente), que habilita la legitimidad toda persona para la tutela del ambiente.
167. Bajo esa misma línea, la Primera Disposición Complementaria Final de las Normas Reglamentarias, establece que incluso las personas jurídicas pueden intervenir en los procedimientos administrativos sancionadores que se tramitan ante el OEFA, en tanto cuenten con interés legítimo para ello, aportando pruebas sobre la existencia de una infracción administrativa o el incumplimiento de una medida correctiva, conforme se

¹⁴³ En la Resolución Subdirectorial N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI se desarrolló los motivos por los cuales el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible es incorporado al presente procedimiento administrativo sancionador.

“(…)

39. El 30 de octubre de 2014 el IDLADS [Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible] solicitó su incorporación al procedimiento. Justificó tal requerimiento invocando en el Numeral 2 del Artículo 22° de la Constitución, que consagra el derecho de toda persona a gozar de un ambiente sano y equilibrado, así como el Artículo 143° de la Ley General del Ambiente, que habilita la legitimidad toda persona para la tutela del ambiente. Agregó IDLADS, que en tanto ONG ambientalista, se encuentra interesada en que el presente procedimiento administrativo se realice de forma expeditiva y diligente.

40. Sobre el requerimiento realizado por IDLADS, debe tenerse en cuenta que de conformidad con la Primera Disposición Complementaria Final de las “Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19 de la Ley N° 30230 – Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país”, aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA-CD, las personas jurídicas también pueden intervenir en los procedimientos administrativos sancionadores que se tramitan ante el OEFA siempre que cuenten con interés legítimo para ello, aportando pruebas sobre la existencia de una infracción administrativa o el incumplimiento de una medida correctiva.

41. De acuerdo con la información consignada en el Asiento A00003 de la Partida Registral N° 11840143, uno de los objetivos de la referida asociación es el siguiente:

“La defensa legal gratuita de intereses difusos y colectivos vinculados a la protección del ambiente, los pueblos indígenas, (...) asistencia legal gratuita en beneficio de personas que no posean los medios suficientes para poder acceder a servicios legales, en los casos que deba defenderse el derecho a un ambiente sano y equilibrado (...).

42. Dado que el IDLADS constituye una institución sin fines de lucro con una finalidad de protección del ambiente, reúne suficientes elementos para satisfacer la calidad de tercero con interés legítimo. Por tanto corresponde su incorporación con dicha calidad al presente procedimiento.”

señaló en la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI. En tal sentido, lo alegado por Petroperú ha quedado desvirtuado.

IV.6. Sexta cuestión procesal en discusión: Si la demora en el plazo para resolver para resolver afecta el presente procedimiento administrativo sancionador

168. Petroperú alega el incumplimiento del plazo legal para la resolución del presente procedimiento administrativo sancionador, ya que a la fecha se ha excedido el plazo de ciento ochenta (180) días hábiles contado a partir del día siguiente de la notificación del inicio del procedimiento, en virtud de lo señalado en el TUO del RPAS.
169. Al respecto, cabe indicar que el mencionado cuestionamiento fue materia de discusión en virtud de la queja interpuesta por Petroperú el 30 de julio de 2015, por la presunta dilación indebida del presente procedimiento y la vulneración del plazo razonable.
170. Mediante la Resolución N° 032-2015-OEFA/TFA-SEE del 5 de agosto de 2015, el Tribunal de Fiscalización Ambiental (en adelante, TFA) se pronunció respecto de la queja antes señalada e indicó que su pronunciamiento estaría dirigido a determinar si las actuaciones de la Dirección de Fiscalización originaron o no una dilación indebida del procedimiento administrativo sancionador, sin que eso implique una valoración de los medios probatorios ni de las actuaciones procesales realizadas, ya que carece de dichas potestades.
171. En ese sentido, el TFA analizó lo siguiente:
1. **Si el plazo para resolver el procedimiento administrativo sancionador se encuentra vencido:** de los actuados del expediente administrativo se determinó que el plazo establecido en el Artículo 11° del TUO del RPA, no ha sido cumplido por parte de la Dirección de Fiscalización ya que habían transcurrido ciento ochenta (180) días hábiles desde la notificación del inicio del procedimiento administrativo sancionador, sin que se haya emitido la resolución de primera instancia¹⁴⁴.
 2. **Si el exceso de plazo en la tramitación constituye una dilación innecesaria:** a efectos de verificar la razonabilidad del transcurso del plazo para resolver el procedimiento administrativo sancionador, se tomaron en cuenta los siguientes criterios, en los cuales el TFA señaló:
 - (i) **Complejidad del caso:** la complejidad del caso se encuentra relacionada a diversos factores, entre ellos, la naturaleza y gravedad de la infracción, los hechos investigados, los alcances de la actividad probatoria para el esclarecimiento de los eventos, la pluralidad de los administrados y algún otro elemento que permita concluir, con un alto grado de objetividad, que la dilucidación de una determinada causa resulta particularmente complicada y difícil.

144

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

Artículo 11.- Inicio y plazo del procedimiento administrativo sancionador

11.1 El procedimiento administrativo sancionador se inicia con la notificación de la resolución de imputación de cargos al administrado investigado.

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

En el caso concreto, se determinó que el procedimiento administrativo sancionador suponía una alta complejidad, debido a: a) las imputaciones fueron calificadas como muy graves, ya que se encuentran involucrados el supuesto daño real a la flora, fauna, vida o salud humana; y, b) se incorporaron terceros con interés legítimo.

- (ii) **Actividad procesal del administrado:** se determinó que el administrado presentó escritos a pocos días del vencimiento del plazo para resolver y después de vencido el mismo, con lo cual la Dirección de Fiscalización debía proceder a su evaluación.
- (iii) **Conducta de la autoridad administrativa:** contrariamente a lo señalado por Petroperú (en el sentido que la información solicitada por la Dirección de Fiscalización resultaría innecesaria), esta Dirección realizó actuaciones probatorias para el esclarecimiento de los hechos imputados al administrado, así como para contradecir o comprobar las afirmaciones del administrado sustentadas en los medios probatorios presentados durante el procedimiento administrativo sancionador.

172. En ese sentido, habiendo considerado que: (i) luego de culminado el plazo de ciento ochenta (180) días hábiles se realizaron diversas actuaciones procesales (respuesta de las entidades consultadas, emisión de proveídos en los que se corrió traslado a los intervinientes en el procedimiento sobre los actuados en el expediente y lectura de expediente, entre otros), (ii) que a Petroperú se le otorgó en reiteradas oportunidades ampliaciones de plazo para presentar sus descargos y/u observaciones conforme a sus solicitudes; y, (iii) que la Subdirección de Instrucción e Investigación, en tanto órgano instructor facultado para imputar cargos y desarrollar labores de instrucción e investigación, requirió a diversas entidades información que permita llegar a la verdad material, considerando la información especializada, que sólo las entidades competentes pueden emitir.

173. El TFA señaló que, si bien se produjo el vencimiento del plazo para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador, esa situación no se debe a una dilación indebida, innecesaria o inútil, ya que debe tenerse en cuenta la complejidad del caso, que contempla la admisión de terceros con interés legítimo, la conducta procedimental de las partes (incluyendo el administrado), así como las acciones de la Dirección de Fiscalización para recabar los medios probatorios idóneos.

174. Por tanto, concluyó que, en este caso en particular, la demora en la emisión del pronunciamiento de primera instancia obedece a razones justificadas, por lo que la queja fue declarada infundada.

175. Por lo expuesto, queda desvirtuado lo alegado por Petroperú en este extremo.

B) ARGUMENTOS DE CARÁCTER SUSTANCIAL

IV.7 Imputación N° 1: Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al kilómetro 42 del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana

IV.7.1 Marco Conceptual: Acciones preventivas contra riesgos ambientales

176. Conforme al Sistema de Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (en adelante,

SEIA), toda actividad que pueda generar impactos ambientales leves, moderados o significativos, requiere de la aprobación previa del respectivo estudio ambiental, el cual, en función a la magnitud del proyecto requerirá de un menor o mayor nivel de detalle. La autoridad competente, luego de un proceso de evaluación, otorgará la certificación ambiental en caso el estudio ambiental sea aprobado.

177. Una vez obtenida la certificación ambiental, en concordancia con lo señalado en los artículos 29° y 15° del Reglamento de la Ley N° 27466 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM¹⁴⁵, será responsabilidad del titular de la actividad cumplir con todas las medidas, compromisos y obligaciones señalados en el instrumento de gestión ambiental, destinados a prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar, compensar y manejar los impactos derivados de la ejecución del proyecto.
178. Para las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento, y distribución de hidrocarburos, se debe aplicar, en concordancia con las normas señaladas, lo dispuesto en el Artículo 9° del RPAAH, referido a la obligación de los titulares de las actividades de hidrocarburos de cumplir con sus instrumentos de gestión ambiental vigentes.
179. En la etapa de transporte de hidrocarburos, las empresas cuentan con infraestructuras compuestas por un sistema de tuberías con diferentes componentes, tales como válvulas, bridas, accesorios, dispositivos de seguridad o alivio, entre otros, por medio de los cuales se transportan los hidrocarburos (líquidos o gases)¹⁴⁶ hacia fuentes de almacenamiento.
180. Estas instalaciones están expuestas a riesgos ambientales, como por ejemplo derrame de hidrocarburos (petróleo crudo, diésel, combustible, gas líquido, entre otros) provocados por rupturas de tuberías. La ruptura de una tubería puede implicar que el hidrocarburo sea descargado al ambiente, provocando una contaminación a diversos cuerpos receptores (aire, agua, suelo).
181. Las acciones preventivas que deben tomar las empresas, a fin de evitar derrames, se basan principalmente en efectuar inspecciones internas y externas a las tuberías que

¹⁴⁵ Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27446
“Artículo 15.- Obligatoriedad de la Certificación Ambiental

Toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto de inversión susceptible de generar impactos ambientales negativos de carácter significativo, que estén relacionados con los criterios de protección ambiental establecidos en el Anexo V del presente Reglamento y los mandatos señalados en el Título II, debe gestionar una Certificación Ambiental ante la Autoridad Competente que corresponda, de acuerdo con la normatividad vigente y lo dispuesto en el presente Reglamento.

Para efectos de lo señalado en el párrafo anterior, como resultado del proceso de evaluación de impacto ambiental, la Autoridad Competente aprobará o desaprobará el instrumento de gestión ambiental o estudio ambiental sometido a su consideración, entendiéndose cuando la Resolución emitida sea aprobatoria, que ésta constituye la Certificación Ambiental.

La desaprobación, improcedencia, inadmisibilidad o cualquier otra causa que implique la no obtención o la pérdida de la Certificación Ambiental, implica la imposibilidad legal de iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo del proyecto de inversión. El incumplimiento de esta obligación está sujeto a las sanciones, de Ley.”

“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 sujeta a 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.

¹⁴⁶ NRF-030-PEMEX-2009 - Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de hidrocarburos. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. México D.F., 2009, p. 12.

transportan hidrocarburos, ya que estas sufren deterioros y desgastes con el tiempo. Estas inspecciones deben garantizar el buen estado de la integridad de las tuberías¹⁴⁷, tanto internas como externas, durante su vida útil, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de siniestros¹⁴⁸.

182. En el caso de Petroperú, ante los riesgos ambientales que se derivan de la operación de la infraestructura de transporte de hidrocarburos a su cargo, se cuenta con un PAMA aplicable al Oleoducto Norperuano que fuera aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 por el MINEM. Cabe indicar que el 7 de mayo de 2003 se aprobó la modificación de dicho PAMA referida a la “Evaluación e Instalación de Válvulas en Cruces de Ríos”, que fue aprobada mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA.
183. En el PAMA, Petroperú asumió como compromiso ambiental el mantenimiento integral de la tubería del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte¹⁴⁹, a fin de evitar impactos negativos al ambiente. Específicamente, Petroperú se comprometió a lo siguiente:
- Inspecciones topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte.
 - Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte, las que consisten en: i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; así como, ii) inspección geométrica.
 - Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza kilómetro 176 ONP y Uctubamba.
 - Proyectarse a las comunidades vecinas al Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.
 - Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.
 - Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicadas en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.
 - Transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.

¹⁴⁷ YASKSETIG CASTILLO, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánica Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 11.

“La integridad de un ducto es la capacidad de desempeñar la función para la cual fue diseñado, en forma segura y confiable, sin afectar la seguridad de las personas y el ambiente. Es decir, es el conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de los sistemas de transporte de hidrocarburos y sus derivados, abarcando desde las fases de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento”.

¹⁴⁸ HERNÁNDEZ GALVÁN, Beatriz. *Administración de la Integridad en Sistemas de Transporte de Hidrocarburos*. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. México, 2010, p. 26.

¹⁴⁹ El Oleoducto Ramal Norte, con una longitud de 252 kilómetros, fue adicionado en 1976 al Oleoducto Norperuano para hacer factible el transporte del petróleo crudo que se extrae de los campos petrolíferos de la zona de Andoas.

Se inicia en la Estación Andoas y sigue en dirección oeste, atravesando los ríos Pastaza, Huazaga y Huituyacu, donde cambia de dirección hacia el sudoeste hasta el cruce del río Morona. En este lugar, se localiza la Estación de Bombeo del distrito de Borja, provincia del Alto Amazonas, departamento de Loreto.

Asimismo, en dirección sudoeste llega hasta el río Marañón, continúa por terreno plano y seco hasta el cruce del río Saramirza, donde empieza el recorrido final hasta la Estación 5 del Oleoducto Principal.

- Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto: i) realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo, ii) continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones.

(Subrayado agregado)

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

“1. Plan Maestro de Mantenimiento

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

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

(El resaltado es nuestro)

185. Por lo tanto, de acuerdo al PAMA, el **mantenimiento interno y externo de la tubería del Oleoducto Norperuano** tenía como finalidad evitar la contaminación ambiental, y así corregir la situación planteada por Petroperú en su PAMA (referida al reducido mantenimiento que se venía aplicando en los procesos e instalaciones del Oleoducto). Conforme a ello, las obligaciones son las siguientes:

Cuadro N° 8

MANTENIMIENTO INTEGRAL DEL OLEODUCTO NORPERUANO	
Inspecciones Internas	Inspecciones externas
<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.
<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones geométricas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno.
<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua. 	

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: PAMA de Petroperú.

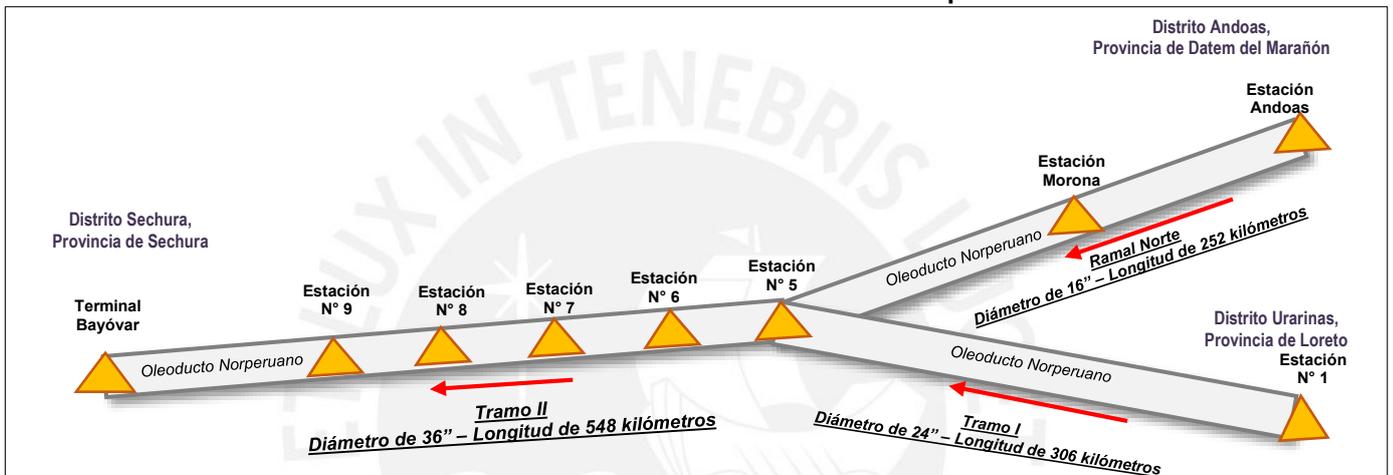
186. En el presente procedimiento, se ha imputado a Petroperú el incumplimiento de su PAMA, al no haber realizado las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del

Tramo I del Oleoducto Norperuano. En tal sentido, en virtud a los compromisos antes señalados, se analizará si Petroperú realizó el mantenimiento de los equipos e instalaciones a fin de evitar impactos negativos al ambiente, conforme lo establece su instrumento de gestión ambiental.

IV.7.2 Análisis de los hechos materia de imputación

187. Conforme ha sido señalado en la sección de antecedentes de la presente resolución, Petroperú realiza actividades de transporte de hidrocarburos a través del Oleoducto Norperuano, el cual se extiende por los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura. El Oleoducto está compuesto por dos tramos, según se detalla en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 4. Ubicación del Oleoducto Norperuano



Elaboración: DFSAI - OEFA, 2015.
Fuente: Petroperú.

- **El Tramo I que inicia en la Estación 1 y llega hasta la Estación 5, ambas ubicadas en el departamento de Loreto¹⁵⁰.**
- El Tramo II que comprende las Estaciones de bombeo 5, 6, 7, 8 y 9 hasta el Terminal Bayóvar, ubicado en el departamento de Piura.

188. De acuerdo a lo reportado por Petroperú el 1 de julio de 2014, el 30 de junio de 2014 tomó conocimiento que se habría producido un derrame de crudo en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, en la localidad de Cuninico, distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto.

189. Frente a dicha comunicación, la Dirección de Supervisión realizó tres (3) visitas especiales del 2 al 5, del 9 al 13 y del 22 al 25 de julio del 2014, en el lugar del incidente, a fin de verificar la ocurrencia del evento reportado, las posibles afectaciones a la flora, fauna y la salud de las personas y el cumplimiento de las normas ambientales.

190. En el Reporte Preliminar de Supervisión elaborado por la Dirección de Supervisión¹⁵¹, se indicó que el derrame se habría producido por falta de mantenimiento del Oleoducto Norperuano, lo que conllevó a la afectación del cuerpo de agua que está contenido en ella, así como la flora y la fauna circundantes:

¹⁵⁰ La Estación 1 se encuentra en el distrito de Urarinas, provincia de Loreto, departamento de Loreto. La Estación 5 está ubicada en el distrito de Manseriche, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto.

¹⁵¹ Folio 32 del Expediente.

“El derrame de petróleo crudo ocurrido en el canal de flotación a la altura del Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, se habría producido por falta de mantenimiento del oleoducto, lo que conllevó a la afectación del cuerpo de agua que está contenido en ella, así como la flora y la fauna circundantes. La afectación del cuerpo de agua contenido en el canal de flotación y el canal de descarga, quedó demostrado con la presencia de peces muertos a lo largo del primero y la evidencia de película de crudo en la segunda barrera de contención del canal de descarga hacia el río Cuninico, lo que demuestra que los peces habrían sido arrastrados hasta el referido río y con ello posible afectación a la salud de la población de la Comunidad Nativa de Cuninico.”

191. En el Informe de Supervisión de la segunda visita realizada por la Dirección de Supervisión en la zona del derrame, se indicó que la causa de este podía atribuirse a un proceso corrosivo externo en la unión soldada de la tubería del Oleoducto Norperuano, el cual se habría acelerado al encontrarse desprotegido el punto donde se produjo la falla; es decir, la unión soldada de la tubería ubicada en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. Dicha referencia fue hecha en el Acta de Supervisión Directa del 9 de julio de 2014¹⁵² (supervisión del 9 al 13 de julio de 2014):

“Hallazgo N° 01:

Luego de haber realizado la inspección al punto de la falla del oleoducto ubicado en la coordenada UTM WGS84 (N9474535, E467992), la causa del derrame podría atribuirse a un proceso corrosivo externo el mismo que se aceleró al encontrarse desprotegido (en el Punto de la falla) la unión soldada de la tubería del oleoducto. Cabe precisar que la referida protección habría sido retirada por personas ajenas a la empresa según indicación del administrado.”

192. De acuerdo a lo señalado por la Dirección de Supervisión, el derrame de petróleo habría sido causado por un proceso corrosivo externo de la tubería, que se aceleró por la falta de mantenimiento preventivo (interno y externo) en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
193. Cabe señalar que la Dirección de Supervisión agregó en el ITA¹⁵³, que el supervisor observó en campo que el punto de la falla se encuentra desprotegido, es decir, sin pintura y/o algún tipo de revestimiento¹⁵⁴ que lo proteja, por lo que la tubería habría estado expuesta a los efectos de corrosión externa.
194. La citada conducta se evidencia en las siguientes vistas fotográficas consignadas en el ITA, en las cuales se observa el punto de ubicación de la rajadura de la tubería:

¹⁵² Folio 51 del Expediente (Acta de Supervisión del 09 al 13 de julio del 2014).

¹⁵³ Informe Técnico Acusatorio N° 284-2014-OEFA/DS del 5 de agosto de 2014

“(...)

Se observó también que la falla se encuentra desprotegida, es decir, sin pintura y/o algún tipo de revestimiento (elastómero) que lo proteja, lo que permitió que la tubería se encuentre expuesta a los efectos de corrosión galvánica, efecto evidenciado durante la supervisión realizada al tramo de la tubería.

¹⁵⁴ Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

“(...)

Revestimiento

En el Transporte de Hidrocarburos por Ductos y la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, es el sistema de protección de superficies metálicas contra la corrosión mediante sellado de superficies.

(...)”.



Foto N° 1 del 10 de julio de 2014 (segunda visita de supervisión). En la fotografía se observa la ubicación del punto donde se aprecia la rajadura de la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano. (Coordenadas UTM WGS 84 N9474535 / E467992).

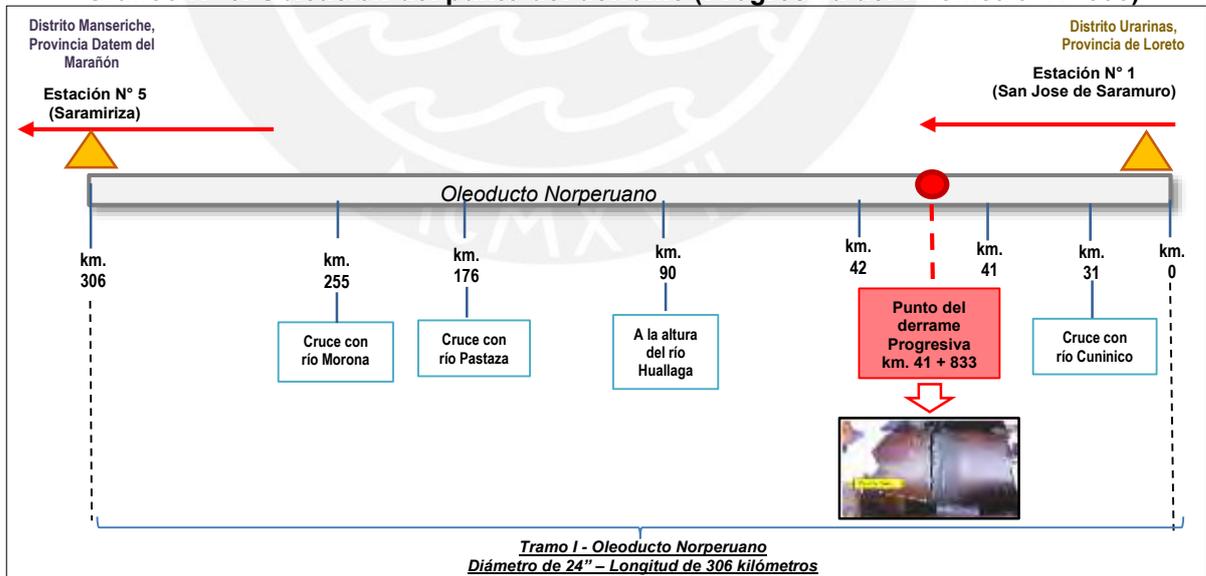


Foto N° 2 del 10 de julio de 2014 (segunda visita de supervisión). Se puede apreciar la falla (rajadura) del Oleoducto, punto donde se produjo el derrame, altura del km. 42 del Oleoducto Norperuano.



195. En consideración a lo señalado, en el presente pronunciamiento se analizará si conforme a lo establecido en su PAMA, Petroperú cumplió con el compromiso ambiental consistente en efectuar el mantenimiento del punto del derrame ubicado en el Kilómetro 41+833, cuya ubicación se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 5. Ubicación del punto del derrame (Progresiva del Kilómetro 41+833)



Elaboración: DFSAI - OEFA, 2015.
Fuente: Petroperú.

196. Para ello, teniendo en consideración los argumentos de defensa alegados por Petroperú, corresponde estructurar el presente análisis en el siguiente orden:

- (i) Establecer los principales medios probatorios a tener en consideración para el

- análisis de la presente imputación.
- (ii) Determinar si Petroperú ejecutó el mantenimiento del Oleoducto Norperuano de acuerdo a lo establecido en el PAMA.
- (iii) Determinar si la falta de mantenimiento aceleró la ruptura de la tubería del Oleoducto Norperuano.

a) Principales medios probatorios a ser considerados en el análisis de la presente imputación

197. En sus descargos, Petroperú señaló que la operación del Oleoducto se implementa con métodos de control de la protección de su infraestructura, tales como: (i) control de corrosión interna (aplicación de biocida e inhibidor de corrosión, realización de monitoreo, limpieza e inspección mediante raspatubos inteligentes); (ii) control de corrosión externa (mantenimiento del sistema de recubrimientos anticorrosivos, mantenimiento y reparación del sistema de protección catódica¹⁵⁵, protección de tuberías superficiales); y (iii) monitoreo de las áreas del derecho de vía (verificación física del derecho de vía del Oleoducto, levantamientos topo-batimétricos en el derecho de vía, inspección del derecho de vía para ubicar posibles instalaciones clandestinas, monitoreo de áreas inestables y manejo de escorrentías).
198. En su escrito de alegatos adicionales, Petroperú agregó que los principales trabajos de mantenimiento que realiza en la tubería del Oleoducto son los siguientes: (i) inspecciones en línea detectoras de pérdida de espesor y anomalías geométricas, (ii) verificación física del derecho de vía; (iii) patrullajes; (iv) registro del gradiente de voltaje de corriente directa (*Direct Current Voltage Gradiente – DVCG*) a lo largo de la tubería; (v) levantamiento de potenciales en intervalos cortos a lo largo del tendido de la tubería (*Close Interval Potencial Survery – CIPS*); (vi) monitoreos topográficos; (vii) monitoreos batimétricos; y, (viii) monitoreo de la protección catódica.
199. Posteriormente a la presentación de los descargos por Petroperú, mediante el Oficio N° 192-2014-OEFA/DFSAI/SDI del 5 de setiembre del 2014, el OEFA solicitó al OSINERGMIN copias de los Programas de Mantenimiento al Tramo I del Oleoducto Norperuano, presentados por Petroperú anualmente, a fin de valorarlos en el presente procedimiento administrativo sancionador. En respuesta a lo solicitado, el 30 de setiembre del 2014, mediante el Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD, el OSINERGMIN remitió los Informes de cumplimiento de los planes de mantenimiento del Oleoducto Norperuano correspondientes a los años 2011, 2012, 2013; así como, el Plan de Mantenimiento programado para el año 2014¹⁵⁶.
200. En tal sentido, en aplicación del principio de verdad material que rige los procedimientos administrativos, esta Dirección analizará los principales medios probatorios que obran en el expediente, a fin de determinar cuáles están relacionados con los mantenimientos internos y externos en el Oleoducto

¹⁵⁵ **Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 081-2007-EM**
“Artículo 2°.- Definiciones
Para los efectos de estas Normas de Seguridad se entenderá por
(...)
Protección Catódica: *Técnica para prevenir la corrosión de una superficie metálica, mediante la conversión de esta superficie en el cátodo de una celda electroquímica.”*

¹⁵⁶ Al respecto, cabe señalar que los Planes de Mantenimiento del Oleoducto Norperuano, correspondientes a los años 2011, 2012, 2013; así como, el Plan de Mantenimiento programado para el año 2014, son los mismos planes que presentó la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. en su escrito de descargos del 27 de agosto del 2014.

Norperuano. Los medios probatorios se presentan en el siguiente cuadro, conjuntamente con la descripción de su contenido, procedencia, fecha de ejecución y tipo de mantenimiento:

Cuadro N° 9. Principales medios probatorios relacionados con el Hecho Imputado N° 1

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
1	Inspección al Oleoducto en el Tramo I, que fue realizada por la empresa "H. Rossen Engineering GmbH" - Pipeline inspection, a pedido de Petroperú	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Registro y resultados de la última inspección de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos realizados al Tramo I (Estación N° 1 y 5) del Oleoducto Norperuano, correspondiente a la inspección interna del ducto, a fin de dar a conocer el estado actual interno del Oleoducto Norperuano.	Marzo de 1999	Interno
2	Registro y resultados de la última inspección geométrica realizada al Oleoducto Norperuano.	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Registro y resultados de la última inspección geométrica realizada al Oleoducto, correspondiente a la inspección geométrica en el Tramo I del Oleoducto Norperuano.	Del 24 al 26 de agosto de 1999	Interno
3	Plano de la Batimetría del Río Cuninico - Kilómetro. 39 del Oleoducto Norperuano. - Planta y Perfil.	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Resultado de las Inspecciones topográficas y batimétricas realizadas en el cruce del río Cuninico y el Oleoducto Norperuano.	Junio de 2000	Externo
4	Informe Técnico ADS-0028-2006-OEL-PETROPERU "Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica en el Oleoducto Norperuano" del año 2006.	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Dicho informe muestra los resultados del monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, en el año mencionado.	2006	Externo
5	Plan Maestro de Mantenimiento de Planta de Estaciones de Bombeo y Mantenimiento Predictivo y Preventivo del Derecho de vía y Tubería de Operaciones del	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁵⁷ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento está referido al mantenimiento de la Planta de Estaciones de Bombeo del mes de diciembre de 2005 (Anexo 6 del escrito de descargos).	2005	Integral (interna y externa)

¹⁵⁷ Ver Folio 195 del expediente.

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
	Oleoducto Norperuano (avance logrado al mes de diciembre de 2005).				
6	Programa de Mantenimiento de Planta de las Estaciones de Bombeo y de la Refinería El Milagro de Operaciones Oleoducto Norperuano para el año 2006 .	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁵⁸ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Programa de Mantenimiento está referido al mantenimiento de la Planta de Estaciones de Bombeo, programado para el año 2006 (Anexo 7 del escrito de descargos).	2006	Integral (interna y externa)
7	Plan de Mantenimiento de Planta de Estaciones de Bombeo y Mantenimiento Preventivo y Predictivo del Derecho de vía y Tubería de Operaciones del Oleoducto Norperuano (avance logrado al mes de diciembre de 2006).	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁵⁹ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a los avances al mes de diciembre de 2006 (Anexo 8 del escrito de descargos).	2006	Integral (interna y externa)
8	Programas de Mantenimiento Predictivo, Preventivo del Derecho de vía y Tubería, y Actividades Complementarias de la Unidad Mantenimiento de Línea y del Plan Maestro de Mantenimiento de Estaciones de la Unidad Mantenimiento de Equipo de Estación del Departamento de Mantenimiento de Operaciones del Oleoducto Norperuano, para el año 2007 .	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶⁰ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a lo programado para el año 2007 (Anexo 9 del escrito de descargos del 27 de agosto de 2014).	2007	Integral (interna y externa)

¹⁵⁸ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁵⁹ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁶⁰ Ver Folio 195 del expediente.

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
9	Plan de Mantenimiento de Planta de las Estaciones de Bombeo, Mantenimiento Predictivo y Preventivo del Derecho de vía, y Tubería del Oleoducto Norperuano (avance logrado al mes de diciembre de 2009).	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶¹ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a los avances al mes de diciembre de 2009 (Anexo 10 del escrito de descargos del 27 de agosto de 2014).	2009	Integral (interna y externa)
10	Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del Derecho de vía, y Tubería del Oleoducto Norperuano (avance logrado al mes de diciembre de 2010).	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶² , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a los avances al mes de diciembre de 2010 (Anexo 11 del escrito de descargos del 27 de agosto de 2014).	2010	Integral (interna y externa)
11	Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del derecho de vía y Tubería del Oleoducto Norperuano (avance logrado al mes de diciembre de 2011).	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶³ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a los avances al mes de diciembre de 2011 (Anexo 12 del escrito de descargos del 27 de agosto de 2014).	2011	Integral (interna y externa)
12	Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del derecho de vía y Tubería del	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶⁴ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a los avances al mes de diciembre de 2012 (Anexo 13 del escrito de descargos del 27 de agosto de 2014).	2012	Integral (interna y externa)

¹⁶¹ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁶² Ver Folio 195 del expediente.

¹⁶³ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁶⁴ Ver Folio 195 del expediente.

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
	Oleoducto Norperuano (avance logrado al mes de diciembre de 2012).				
13	Informe Final Proceso CME-0077-2012-OLE/PETROPERU "Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica Tramo I – Estación 1 – Estación 5"	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Dicho informe muestra el Monitoreo de los potenciales de protección catódica en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, en el año mencionado, que abarca desde la Progresiva del Kilómetro. 184+587.85 hasta 305+901.37.	19 de enero al 21 de febrero de 2013	Externo
14	Informe Ítem 1 - Verificación Física del derecho de vía del Tramo I ONP ¹⁶⁵	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Dicho informe muestra los resultados de las inspecciones visuales sobre el Derecho de vía en el Tramo I del Oleoducto Norperuano en la fecha de ejecución mencionada.	Del 15 noviembre de 2012 al 4 de febrero de 2013	Externo
15	Informe Ítem 2 - Inspección y Verificación Física Derecho de vía del Tramo I del Oleoducto Norperuano ¹⁶⁶	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	De la misma manera, este informe muestra los resultados de las inspecciones visuales sobre el Derecho de vía en el Tramo I del Oleoducto Norperuano en la fecha de ejecución mencionada (2013).	Del 16 de setiembre y 27 de octubre de 2013	Externo
16	Plan Maestro de Mantenimiento Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del Derecho de vía y Tubería del Oleoducto Norperuano, para el año 2013.	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶⁷ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro corresponde al mantenimiento programado para el año 2013 (Anexo 14 del escrito de descargos).	2013	Integral (interna y externa)
17	Informe del Proceso CME – 0071 – 2013 – OLE/PETROPERU "Servicio de Mantenimiento de válvulas (ORI)"	Carta N° ADM4-518-2014, presentada por Petroperú a la Dirección de Supervisión (OEFA), el 6 de agosto de 2014.	Informe que muestra los mantenimientos de las Válvulas en el Oleoducto Ramal Norte (ORN) y en el Tramo I del Oleoducto Norperuano (ONP), así como la limpieza y el	Del 19 de setiembre hasta el 19 de octubre de 2013	Externo

¹⁶⁵ Proceso CME-0083-2012 OLE/PETROPERU "Servicio de Verificación Física del Derecho de vía Tramo I ONP y ORN".

¹⁶⁶ Proceso CME - 0051 - 2013 - OLE/PETROPERU "Servicio de Inspección y Verificación Física Derecho de vía Tramo I ONP y ORN".

¹⁶⁷ Ver Folio 195 del expediente.

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
			pintado de los postes de señalización de cruces de río con el ONP.		
18	Plan Maestro de Mantenimiento de Equipo de Estación, Mantenimiento Preventivo y Predictivo del Derecho de vía y Tubería del Oleoducto Norperuano, para el año 2014 .	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶⁸ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Este Plan Maestro de Mantenimiento corresponde a lo programado para el año 2014 (Anexo 15 del escrito de descargos).	2014	Integral (interna y externa)
19	Copia del Cuaderno de Ocurrencias del operador de la Estación N° 1 y 5, del 15 al 30 de junio de 2014	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁶⁹ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Registra las actividades relacionadas al nivel de presión de bombeo (cargas, descargas, paradas de bombeo), suscitadas durante las operaciones del Oleoducto Norperuano entre las Estaciones N° 1 y 5 (Anexo 21 del escrito de descargos).	Del 15 al 30 de junio de 2014	No aplica
20	Copia del Control de la Curva SCADA de los días 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 30 de junio de 2014.	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁷⁰ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Registra los parámetros de frecuencia, volumen y presión de bombeo desde la Estación N° 1 a la Estación N° 5, en un periodo determinado, de fechas 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 30 de junio de 2014 (Anexo 16 del escrito de descargos).	23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 30 de junio de 2014	No aplica
21	Boletas de los bombeos realizados durante el mes de junio de 2014, desde la Estación N° 1 a la 5 – Bombeo de Estación 1	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁷¹ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Registra la cantidad (volumen) de crudo bombeado desde la Estación N° 1, durante un periodo determinado (Anexo 17 del escrito de descargos).	Junio de 2014	No aplica
22	Boletas de recepción de los bombeos realizados durante	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁷² , a solicitud	Registra la cantidad (volumen) de crudo recibido por la Estación N° 5, durante un periodo	Junio de 2014	No aplica

¹⁶⁸ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁶⁹ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁷⁰ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁷¹ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁷² Ver Folio 195 del expediente.

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
	el mes de junio de 2014 correspondiente a cada uno de los bombeos, desde la Estación N° 1 a la 5 - Recepción en Estación 5	de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	determinado (Anexo 18 del escrito de descargos).		
23	Balance mensual de crudo en estaciones Mes de proceso: junio - 2014	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁷³ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Registra la diferencia (volumen) de crudo bombeado y recepcionado desde la Estación N° 1 a la Estación N° 5, durante un periodo determinado (Anexo 19 del escrito de descargos).	Junio de 2014	No aplica
24	Curvas de presión y caudal del sistema SCADA, registrada durante el mes de junio de 2014, desde la Estación N° 1 a la 5 - Presión Succión y Descarga en Estación 1	Escrito presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014 ¹⁷⁴ , a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Registra las curvas de presión y caudal de bombeo desde la Estación N° 1 a la Estación N° 5, en un periodo determinado (Anexo 20 del escrito de descargos).	Junio de 2014	No aplica
25	Informe de Supervisión N° 379-2014-OEFA/DS-HID	Incluido al expediente mediante Razón Subdirectoral del 7 de octubre del 2014	Análisis técnico de la documentación presentada por Petroperú en relación con el derrame de petróleo crudo ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Norperuano.	Setiembre de 2014	Integral (interna y externa)
26	Informe Técnico N° OLEO-863-2014.	Escrito presentado por Petroperú el 29 de octubre de 2014 ¹⁷⁵ (Anexo 1), en respuesta al Informe de Supervisión N° 379-2014-OEFA/DS-HID.	Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 379-2014-OEFA/DS-HID. Tales documentos fueron elaborados por Petroperú.	Setiembre de 2014	Integral (interna y externa)
27	Listado de los Contratos de Servicios de Mantenimiento ejecutados por la Unidad de Mantenimiento de línea - Gerencia Oleoducto Petroperú durante los años 2007,	Escrito presentado por Petroperú el 5 de noviembre de 2014 (Anexo 4), a solicitud de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.	Listado de los Contratos, a fin de acreditar las acciones de mantenimiento ejecutadas.	Años 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013	Integral (interna y externa)

¹⁷³ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁷⁴ Ver Folio 195 del expediente.

¹⁷⁵ Ver Folio 1251 al 1294 del expediente.

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de las acciones señaladas en el documento	Tipo de mantenimiento alegado
	2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013.				

Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS.

201. Seguidamente, se procederá, en primer lugar, a analizar los medios probatorios signados con los números 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 25, 26, y 27, a fin de determinar si Petroperú resulta responsable por no realizar las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, comprometidas en su PAMA.

b) La ejecución del mantenimiento por parte de Petroperú, de acuerdo a lo establecido en el PAMA

(i) Las inspecciones internas al Tramo I del Oleoducto Norperuano

202. Para determinar si Petroperú realizó las inspecciones internas al Tramo I del Oleoducto Norperuano, se analizará si los medios probatorios corresponden a las siguientes acciones de mantenimiento establecidas en el PAMA:

Cuadro N° 10

MANTENIMIENTO INTERNO (INSPECCION INTERNA)
Obligación
• Inspecciones geométricas.
• Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto.
• Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas.
• Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico.

Elaboración: DFSAI - OEFA
Fuente: PAMA de Petroperú.

203. Al respecto, cabe indicar que las inspecciones internas forman parte de las acciones del mantenimiento preventivo y predictivo efectuadas al ducto, que permiten inspeccionar sus condiciones internas.

204. Conforme a lo señalado en el PAMA, estas inspecciones internas abarcan la ejecución de las siguientes acciones: **(i) inspecciones geométricas, (ii) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico, (iii) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magnetos; así como (iv) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas.**

205. Para evaluar si tales inspecciones internas fueron ejecutadas, corresponde verificar su relación con los documentos que fueron clasificados como de mantenimiento interno en el “Cuadro N° 2: Medios probatorios relacionados con el hecho imputado N° 1”; por lo que seguidamente se procede a analizar cada una de ellos:

(i).1 Inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o inteligentes

206. Las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o

inteligentes tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía¹⁷⁶.

207. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a **fin de evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental**. Cabe señalar que la norma vigente al momento de iniciadas las operaciones de Petroperú indicaba que las inspecciones sean ejecutadas con una frecuencia máxima de cinco (5) años¹⁷⁷, y que a partir de sus resultados, se definirá la frecuencia de tales inspecciones. Por lo tanto, esta premisa será tomada en cuenta de manera referencial para el análisis del cumplimiento.
208. Al respecto, mediante el medio probatorio "*H. Rossen Engineering GmbH - Pipeline inspection*", Petroperú pretende acreditar la ejecución de inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos inteligentes **durante el mes de marzo de 1999**.
209. De la revisión de dicho documento, se evidencia que en 3 puntos cercanos al lugar de la falla (Progresivas 41+751.71, 41+797.04 y 41+989.23, del Kilómetro 41 del Tramo I del Oleoducto Norperuano) se encontraron anomalías de pérdida de espesor (MELO del documento), corrosión (CORR del documento) y corrosión por picadura (PITT del documento), respectivamente¹⁷⁸, conforme se observa en los siguientes resultados:

¹⁷⁶ YASKSETIG CASTILLO, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánica Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 14.

¹⁷⁷ Frecuencia de mantenimiento tomada a modo referencial de lo establecido en el artículo 57° de las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que forma parte del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM y publicado el 22 noviembre 2007:
"Artículo 57°.- Protección contra la corrosión interior
(...)
e) Inspecciones de las tuberías del Ducto con Raspatabos inteligentes, dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación. De acuerdo a los resultados que se obtengan, se definirá la frecuencia de las futuras inspecciones, la misma que será aprobada por OSINERGMIN, y no podrán exceder de cinco (5) años. Se exceptúa a los Ductos menores de 4 pulgadas de la instalación de sistema para Raspatabo inteligentes."

Asimismo, dicha frecuencia de mantenimiento se estableció en el Artículo 52° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 041-99-EM, derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM (citado anteriormente)

"Artículo 52°.- Protección contra la corrosión interior
(...)
e) Inspecciones de la Línea del Sistema de Transporte de Hidrocarburos Líquidos con Raspatabos inteligentes, dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación. De acuerdo a los resultados que se obtengan, se definirá la frecuencia de las futuras inspecciones, la misma que será aprobada por el OSINERG.
f) Uso de revestimiento interno en la Línea."

¹⁷⁸ i) MELO: Pérdida de espesor, ii) CORR: Corrosión, iii) PITT: Corrosión por Picadura; GENE: General; iv) CODE: Defecto de Construcción, v) WEDE: Defecto de Soldadura.

Gráfico N° 6

Client: PETROPERU S.A.		24" PS1 - PS5 304.0 km													
Contract Number		Final Report													
Date: March 24, 1999		List of Significances													
Revision Number: 0															
Rosen Project Number: 0-9718-01879															
Inspection: CDP															
weld log distance [m]	weld to feature [m]	no. of joint	joint length [m]	wt [mm]	wt source	S-log distance [m]	S-pos. o'clock [h]	type	cause	dime.	descr.	length [mm]	width [mm]	max. depth [%]	avg depth [%]
40564.43	0.04	34260	11.89	5.35	T	40564.47	08:30	MELO, CORR	GENE, WEDE			65	90	26	8
40588.47	8.77	34280	12.13	5.35	T	40588.24	00:20	MELO, CORR	PITT			11	10	44	31
40612.72	12.03	34300	12.07	5.35	T	40612.75	02:30	MELO, CORR	GENE, WEDE			52	52	29	10
40636.90	4.06	34320	12.15	5.35	T	40640.97	02:00	MELO, CORR	PNH			9	10	34	26
40636.90	10.46	34320	12.15	5.35	T	40647.38	00:20	MELO, CORR	PITT			11	10	37	26
40661.19	5.66	34340	12.09	5.35	T	40666.28	00:20	MELO, CORR	PITT, PMID			11	17	38	27
41588.89	7.97	35140	12.18	5.35	T	41607.26	06:00	MELO, CORR	PITT			43	10	27	17
41751.71	3.64	35270	9.26	5.35	T	41756.35	06:30	MELO, CORR	PITT			19	15	35	16
41797.04	12.02	35310	12.06	5.35	T	41809.06	01:10	MELO, CORR	GENE, WEDE			48	110	30	10
41989.23	9.46	35470	12.15	5.35	T	41998.70	06:50	MELO, CORR	PITT			11	10	28	20
42202.25	7.07	35640	12.07	5.35	T	42202.25	08:30	MELO, CORR	PITT			11	10	31	22

Elaboración: Petroperú.
Fuente: PAMA de Petroperú.

210. En tal sentido, del análisis del medio probatorio en cuestión se evidencia que **desde marzo de 1999 existía un desgaste por anomalías (deterioro) en aquellos puntos mencionados, de aproximadamente el 30% de la pared de la tubería del Kilómetro 41 del Oleoducto Norperuano**. En el siguiente cuadro se puede observar el detalle de los tipos de anomalías que presentaba cada uno de los mismos:

Cuadro N° 11

Kilómetro (m)	N° de Junta	Posición de la anomalía (h)	Tipo de anomalía	Causa de la anomalía	Dimensiones	Profundidad Máxima (%)
41,751.71	35270	06:30	Pérdida de espesor	Corrosión	Corrosión por picadura	35
41,797.04	35310	01:10	Pérdida de espesor	Corrosión	Corrosión generalizada	30
41,989.23	35470	06:50	Pérdida de espesor	Corrosión	Corrosión por picadura	28

Elaboración: DFSAI - OEFA
Fuente: Petroperú.

211. Por consiguiente, de acuerdo a los medios probatorios obrantes en el expediente, se aprecia que Petroperú solo ejecutó las inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos inteligentes **durante el mes de marzo de 1999**; y a partir de los resultados de dichas inspecciones, Petroperú no estableció una frecuencia de mantenimiento ni acreditó la realización de inspecciones posteriores.
212. En sus descargos, Petroperú presentó el Informe Técnico N° OLEO-863-2014 de su autoría, en el cual señala que los resultados antes señalados reportaron anomalías con un factor estimado de reparación menor al valor de 0.95%; no obstante, ejecutó un programa de mantenimiento en los años siguientes, logrando reforzar y/o cambiar el revestimiento externo para eliminar los efectos de los procesos de pérdida de espesor que se tenían hasta esa fecha.
213. En el mismo informe, Petroperú agrega que la segunda inspección detectora de pérdida de espesor del Tramo II fue culminada en el año 2004 y la tercera fue culminada en el año 2013; y que para el periodo 2014-2015 se ha programado la

reinspección detectora de pérdida de espesor del Tramo I, Tramo II y del Oleoducto Ramal Norte (306 kilómetros de 24" de diámetro nominal, 548 kilómetros de 36" de diámetro nominal y 252 kilómetros de 16" de diámetro nominal), como también la inspección y verificación física en campo del Tramo I y del Oleoducto Ramal Norte, y el mantenimiento de válvulas de líneas y cruces.

214. Al respecto, esta Dirección considera que las anomalías detectadas en el año 1999 permitían advertir indicios del origen de un proceso corrosivo (pérdida de espesor mayor o igual al 30%), los cuales debieron ser considerados de manera preventiva a fin de evitar todo tipo de riesgo ambiental.
215. Asimismo, se debe mencionar que tanto la segunda como la tercera inspección detectora de pérdida de espesor (mantenimiento interno) del **Tramo II del Oleoducto Norperuano** no son materia de discusión en el presente procedimiento administrativo sancionador, toda vez que el hecho imputado en el presente caso corresponde a la falta de mantenimiento Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
216. Además, si bien la empresa presenta las acciones de mantenimiento para el periodo 2014-2015, corresponde indicar que estas serían ejecutadas con posterioridad a la fecha del derrame. No obstante, tal programación permite concluir que resultaba factible y viable que Petroperú planifique, de manera integral y oportuna, las inspecciones internas y externas exigidas en su PAMA.
217. Finalmente, sobre el programa agresivo de mantenimiento, Petroperú no señala la fecha ni las progresivas donde habría ejecutado este mantenimiento correctivo; además no adjunta los resultados del análisis realizado, con lo cual su argumento no genera convicción.
218. En conclusión, de los medios probatorios no se acredita el cumplimiento de la obligación del PAMA, en la medida que la última inspección fue realizada conforme al PAMA data del año 1999; esto es quince (15) años atrás de la fecha del incidente (junio 2014). Sin perjuicio de lo mencionado, pese a que en la inspección realizada en el año 1999 Petroperú detectó que existía pérdida de espesor (no severa), no se ha acreditado que la empresa haya tomado acciones correctivas posteriores ni que haya ejecutado una segunda inspección interna a fin corroborar el estado de la tubería y evitar posibles roturas en el tramo I del Oleoducto Norperuano.

(i).2 Inspecciones geométricas

219. Las inspecciones geométricas son procedimientos que se efectúan con la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Ello también es importante para poder determinar si el raspatubo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas¹⁷⁹.
220. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a **evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental**, tal como se indicó en el PAMA. En el presente caso, se evaluará si la empresa realizó las inspecciones geométricas para evitar riesgos de contaminación.

¹⁷⁹ RUBIO Carlos y Obdulio MARRERO. *Fabricación de Transductores Ultrasónicos para Equipos automatizados de inspección de líneas de Tuberías*. Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI). Querétaro, México, 2010, p.1.

221. Al respecto, de la revisión del medio probatorio “*Final Geometric Inspection Report*”, elaborado por *H. Rosen Engineering GmbH*, se evidencia que Petroperú realizó inspecciones geométricas a la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano durante los **días 25 y 26 de agosto de 1999**. De acuerdo a los resultados obtenidos en 2 puntos cercanos al punto de la falla¹⁸⁰, se verifica que dicho tramo no presentaba defectos geométricos, tales como abolladuras, ovalamientos, arrugas, entre otros.
222. No obstante, la realización de las inspecciones geométricas de los días 25 y 26 de agosto de 1999 no logra acreditar el cumplimiento de la obligación preventiva del PAMA, en la medida que desde esa fecha a la fecha del incidente (junio de 2014) habían pasado 15 años aproximadamente; por lo que Petroperú, a la fecha del incidente, no contaba con información actualizada sobre las condiciones estructurales internas en las que se encontraba la tubería. En efecto, las obligaciones contenidas en el PAMA respecto a mantenimiento de instalaciones o infraestructura tienen una finalidad preventiva, pues estas deben ser realizadas para evitar incidentes ambientales.
- (i).3 *Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o cepas*
223. Las inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, como las utilizadas mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas, son utilizadas para identificar los defectos por corrosión¹⁸¹.
224. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a **evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental**. En el presente caso, el PAMA establece que la ejecución debía ser realizada cada dos (2) meses, a efectos de mejorar y mantener limpia la superficie interna de los tubos, removiendo y eliminando los contaminantes y depósitos.
225. Con relación a estas inspecciones internas, Petroperú no ha presentado medio probatorio alguno que acredite la ejecución de dichas acciones; en consecuencia, Petroperú no ha acreditado la realización de este tipo de inspección interna establecida como compromiso en el PAMA.
- (i).4 *Otros argumentos*
226. De la revisión de los Planes de Mantenimiento Preventivo y Predictivo presentados por Petroperú¹⁸² ante el OSINERGMIN, se aprecia que los Planes

¹⁸⁰ Inspección geométrica efectuada el 26 de agosto de 1999 en las Progresivas Km. 39+660.50 y 44+817.45 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

Inspección geométrica efectuada el 25 de agosto de 1999 en las Progresivas Km. 41+643.25 y 42+400.30 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

¹⁸¹ REYNA CRUZ, Jesús Alberto. *Métodos de rehabilitación de defectos en ducto de transporte detectados mediante herramientas para limpieza o inspección interior de ductos*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Mecánico en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. México: Instituto Politécnico Nacional, 2008, pp. 66-68.

¹⁸² Cabe precisar que dichos Planes de Mantenimiento Preventivo y Predictivo se encuentran contenidos en los Informes Ambientales Anuales que Petroperú ha presentado ante el OSINERGMIN en cumplimiento de sus obligaciones ambientales y de seguridad, y fueron solicitados por la Subdirección de Instrucción en el presente procedimiento administrativo sancionador.

correspondientes a los años 2005, 2007, 2009, 2010, 2011 y 2014 no acreditan la ejecución efectiva de las acciones de mantenimiento interno que describen¹⁸³, sino que solamente se mencionan actividades de avance (en porcentaje) y las programadas para el siguiente año.

227. De la revisión de los contratos de servicios referidos al mantenimiento (externo e interno) ejecutados en el Tramo I del Oleoducto Norperuano presentados por Petroperú, no se evidencian resultados que muestren actividades de mantenimiento relacionadas a la condición estructural interna de la tubería.
228. A mayor abundamiento, estas presuntas inspecciones internas y externas efectuadas por Petroperú en el Tramo I, no establecen la ubicación exacta donde fueron realizadas, con lo cual no generan convicción respecto del cumplimiento de la obligación ambiental en discusión.
229. Por último, en la Audiencia de Informe Oral del 18 de setiembre del 2014, Petroperú señaló que las herramientas de inspección de línea (las inspecciones de mantenimiento interno) están diseñadas para trabajar continuamente un máximo de veinticinco (25) días calendario, no obstante la empresa empleó determinadas estrategias a efectos que dicho periodo se incremente en cada inspección hasta cuarenta (40) días calendario.
230. Sobre este punto, es pertinente indicar que de la revisión del informe elaborado por la Compañía ROSEN Engineering GmbH en el año 1999, el paso del raspatabo tuvo una duración de 495 horas y 50 minutos aproximadamente (21 días calendario); y, la segunda corrida del raspatabo tuvo una duración de 577 horas con 52 minutos (es decir 24 días calendario). En consecuencia, el paso del raspatabo duró menos de los cuarenta (40) días calendario conforme lo indicó la empresa en sus descargos adicionales.

(i).5 Conclusiones de las inspecciones internas

231. Del análisis de los informes presentados por la Dirección de Supervisión, de los documentos presentados por Petroperú y de los demás medios probatorios que obran en el expediente, se concluye lo siguiente:
 - Petroperú efectuó inspecciones de pérdida de espesor e inspecciones geométricas con raspatabos inteligentes en puntos cercanos al punto donde se produjo la rajadura del Oleoducto Norperuano durante los meses de marzo y agosto de 1999, respectivamente; es decir, hace aproximadamente 15 años.
 - Petroperú no acreditó haber efectuado las: (i) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses; ni tampoco las (ii) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua, conforme a lo establecido en el PAMA.

¹⁸³ Las acciones descritas en dichos Planes son las siguientes: (i) Inspecciones topográficas y batimétricas en cruce de ríos del Oleoducto Norperuano en las progresivas kilómetro 506, 527, 565 y 587; (ii) Inspecciones internas de tubería con raspatabos electrónicos del Oleoducto Norperuano; (iii) Realización de estudios batimétricos anuales en cruces de ríos pastaza kilómetro 176 Oleoducto Norperuano y Utcubamba; (iv) Realización de mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos; (v) Transmisión a través del Oleoducto de raspatabos con escobillas metálicas y de magnetos cada dos meses y de escobillas de oliuretano de disco o copas continuamente; e (vi) Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto.

- La ejecución en conjunto de estas inspecciones internas, en su frecuencia respectiva, hubiera garantizado la integridad interna del ducto. No obstante, Petroperú no cumplió con realizar las inspecciones internas comprometidas, de acuerdo a lo establecido en su PAMA, de manera completa y continua.

232. En consecuencia, Petroperú incumplió el compromiso ambiental establecido en su PAMA, referido al mantenimiento interno en el Oleoducto Norperuano.

(ii) Las inspecciones externas al Tramo I del Oleoducto Norperuano

233. Para determinar si Petroperú realizó inspecciones externas al Tramo I del Oleoducto Norperuano, se analizará si los medios probatorios presentados logran acreditar la realización de las siguientes acciones establecidas como compromisos en su PAMA:

Cuadro N° 12	
MANTENIMIENTO EXTERNO (INSPECCIÓN EXTERNA)	
Obligación	
•	Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno.
•	Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.

Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: PAMA de Petroperú

234. Al respecto, debe señalarse que las inspecciones externas constituyen una de las acciones del mantenimiento preventivo y predictivo efectuadas a la tubería de forma periódica y continua, que se realizan de manera complementaria a las inspecciones internas¹⁸⁴ anteriormente descritas. Estas inspecciones externas abarcan la ejecución de: (i) monitoreo periódico de protección catódica, (ii) monitoreo periódico de resistencia eléctrica del terreno; así como (iii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía.

(ii).1 Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto: Monitoreo de protección catódica

235. El monitoreo de protección catódica del ducto consiste en la inspección de los revestimientos y la efectividad de la protección catódica, por consiguiente, los revestimientos externos (pintura epóxica y/o elastómeros) deben complementarse con el sistema de protección catódica (que debe estar entre el rango de 850 a 1150 de milivolteos - mV para acreditar un grado óptimo de protección anticorrosiva). Asimismo, el mencionado monitoreo tiene por finalidad proteger a las tuberías (enterradas y/o sumergidos en el agua¹⁸⁵) en los lugares donde el revestimiento (pintura epóxica, elastómero, entre otros) ha fallado, actuando como la segunda línea de defensa contra los procesos corrosivos¹⁸⁶.

¹⁸⁴ NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial el 7 de abril de 2010. Página 40. "(...)5. Identificación de peligros potenciales (...)".

¹⁸⁵ MEZA TALAVERA, Abel. *Tendido de un sistema de ductos de recolección de producción "gathering" y reinyección de gas en selva peruana - Lote 88*. Tesis para obtener el título de Ingeniero de Petróleo en la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería, 2008, p. 34.

¹⁸⁶ PROTAN S.A. *Auditoría de Sistemas de Protección Catódica y Estado de Conservación de Revestimientos Anticorrosivos en Gasoductos y Oleoductos (Inspecciones CIPS – DCVG)*. Argentina, 2007, pp. 10-11. Disponible en: <http://www.protansa.com/sevicios/PROTAN-SA-InspeccionesCIPS-DCVG.pdf>. (última revisión: 21/11/2014)

236. Cabe precisar que, de acuerdo al Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector de Hidrocarburos¹⁸⁷, la protección catódica es la técnica para prevenir la corrosión de una superficie metálica, mediante la conversión de esta superficie en el cátodo de una celda electroquímica. Es así que, de acuerdo al Artículo 58° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos¹⁸⁸, se indica que los criterios técnicos para los sistemas de Protección Catódica serán tomados de la Norma NACE RP0169, en la que se establece que el potencial negativo de protección no debe ser menor a 850 mV (medido respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre).
237. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a **evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental**. En el presente caso, se evaluará si la empresa realizó las inspecciones de monitoreo de protección catódica para evitar riesgos de contaminación.
238. Con la finalidad de evaluar la ejecución de dichas inspecciones externas, corresponde valorar los documentos que fueron clasificados como de mantenimiento externo en el "Cuadro N° 2: Medios probatorios presentados para el hecho imputado N° 1".
239. Al respecto, de la revisión del Informe Técnico ADS-0028-2006-OEL-PETROPERU "**Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica en el ONP**" del año 2006¹⁸⁹, se advierte que en las estaciones de prueba 40 y 49 (que comprenden el kilómetro 22 hasta el kilómetro 59 de la zona del siniestro), los valores se encuentran fuera del rango de protección menor a 850 mV¹⁹⁰, conforme se advierte en el siguiente cuadro:

¹⁸⁷ Aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

¹⁸⁸ Aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

¹⁸⁹ En dicho informe se menciona que este monitoreo tiene la finalidad de conocer el estado (condición actual) de las estaciones de prueba del circuito eléctrico en cada una de ellas y la operatividad del sistema de protección catódica del Tramo I del Oleoducto Norperuano, así como de realizar el mantenimiento de cajas y conexiones eléctricas de las estaciones de prueba mencionadas.

¹⁹⁰ Informe Técnico ADS-0028-2006-OEL-PETROPERU "Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica en el ONP" del año 2006. Página 4.
"4. Conclusiones: (...) 4.3 Desde la progresiva 22 hasta la progresiva 59 la curva se encuentra dentro del rango de protección".

Cuadro N° 13
VALORES DE POTENCIAL Y DRENAJE DE CORRIENTE

ITEM	ESTACION N° PRUEBA	PTP A PTP	FECHA	HORA	POTENCIAL (-mV)						DRENAJE (mA)
					PE	P1 (sp)	P2 (cp)	PUEENTE	P3 (ánodos)	PD	
1	1	PTPA	24.11.06	16:41	860	852	Roto	959	1616	959	156,3
2	2	PTPA	24.11.06	16:00	881	880	884	885	1046	884	15,3
3	3	PTPA	24.11.06	15:19	895	895			636	895	0
4	6	PTPA	25.11.06	10:58	1008	874	1010	1034	1760	1010	164
5	7	PTPA	25.11.06	9:30	1051	880	1046	1082	1730	1046	167
6	8	PTPA	26.11.06	15:28	1096	896	1084	1114	1698	1084	156
7	9	PTPA	26.11.06	13:54	1142	897	1140	1165	1762	1140	156
8	11	PTPA	26.11.06	12:51	928	910	928	930	1786	928	27,9
9	12	PTPA	26.11.06	11:39		Roto	Roto		1756	850	0
10	14	PTPA	26.11.06	10:05		Roto	Roto		1690	850	0
11	16	PTPA	28.11.06	13:00		Roto	Roto		Roto	850	0
12	17	PTP	27.11.06	8:15	896	896				896	
13	21	PTP	27.11.06	11:25	916	916				916	
14	22	PTPA	27.11.06	12:50	1042	920	1037	1041	1720	1037	71,7
15	23	PTP	27.11.06	14:30	916	916				916	
16	24	PTP	27.11.06	16:00	896	896				896	
17	26	PTP	27.11.06	17:50	899	899				899	
18	34	PTP	29.11.06	12:10	943	943				943	
19	37	PTP	29.11.06	13:29	943	943				943	
20	40	PTPA	29.11.06	16:41	997	865	977	998	1690	977	164
21	49	PTP	30.11.06	10:46	872	872	Roto			872	
22	54	PTPA	30.11.06	13:05	899	815	883	894	1633	883	140,2
23	59	PTPA	30.11.06	14:19	894	808	891	901	1612	891	149,5
24	59,5	PTP	30.11.06	14:48	804	804				804	
25	65	PTPA	01.12.06	8:35		Roto	Roto		Roto	800	
26	67	PTP	01.12.06	10:30		Roto				800	
27	70	PTPA	02.12.06	11:15	1058	918	1019	1026	1740	1019	91,8

Elaboración: Petroperú
Fuente: Petroperú

240. En tal sentido, de la tabla anterior se desprende que los valores de potencial eléctrico, medidos en dos puntos cercanos a la zona de ocurrido el derrame de petróleo crudo (progresiva 41+833), se encontraban muy por encima del criterio aceptable de la Norma NACE RP0169.

241. Asimismo, si bien Petroperú ha efectuado el mantenimiento a las cajas y conexiones de las Estaciones de Prueba¹⁹¹ (postes de toma de potenciales y postes indicadores aéreos)¹⁹²; no se evidencia que ello haya respondido a los resultados

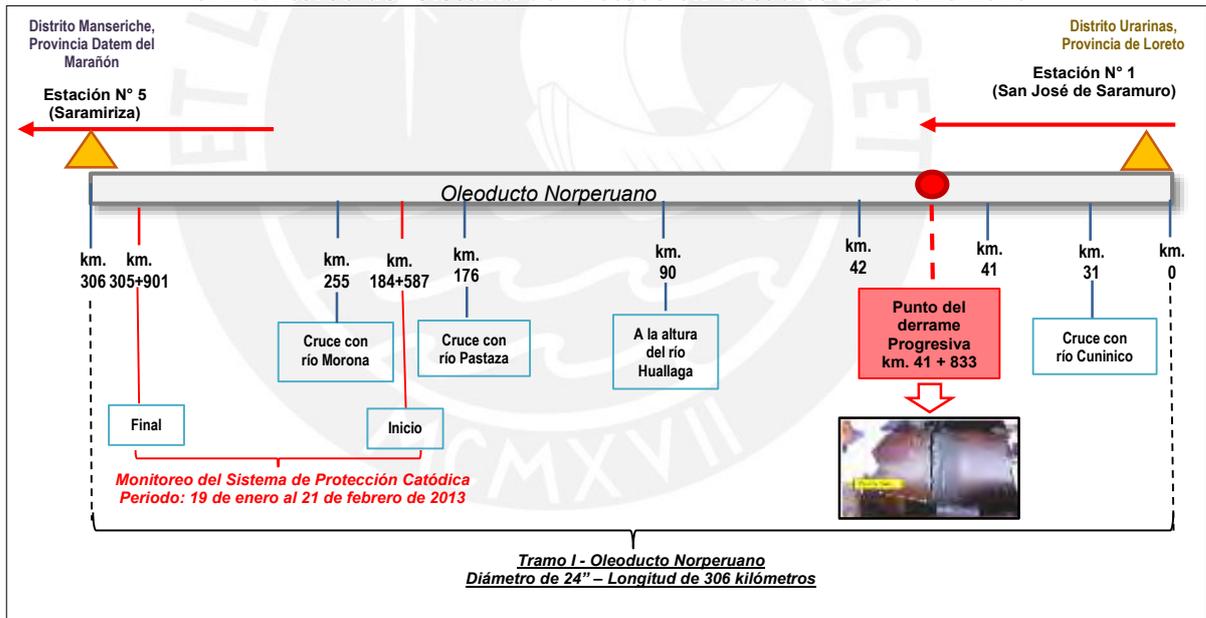
¹⁹¹ BARRERA CRUZ, Jorge Luis. *Evaluación de la Distribución de Corrientes y Potenciales Eléctricos en un Sistema de Protección Catódica en Tuberías*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Mecánico en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la Producción. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2011, p. 112. "La medición de potenciales tubería-suelo en postes de medición fue utilizada como método de evaluación del nivel de protección de los ductos, junto con el criterio de protección aceptado, para ello utilizan postes de medición de potenciales eléctricos y aéreos, a fin de controlar los niveles de protección. Estos generalmente son colocados a lo largo de la tubería cada cierta distancia (ej. 400 metros)".

¹⁹² GONZÁLEZ N. Miguel A., José MALO T., Ramón MUÑOZ LEDO y otros. *Evaluación y diagnóstico de la protección catódica en la margen izquierda del Río Tonalá de la Superintendencia General de Ductos Minatitlán*. Boletín IIE, 2013, p. 21.

del grado de severidad corrosiva externa (expresado como porcentaje rayos infra rojos - IR)¹⁹³ en progresivas cercanas a la zona del siniestro.

242. En tal sentido, el último monitoreo de protección catódica fue efectuado en el año 2006, es decir, desde hace aproximadamente 8 años, por lo que a la fecha de la ocurrencia del derrame, las condiciones estructurales externas de la tubería ya no mantenían el mismo estado y podrían haberse agravado.
243. Por otro lado, mediante el **Informe Final - Proceso CME-0077-2012-OLE/PETROPERU - “Servicio de Monitoreo del Sistema de Protección Catódica Tramo I – Estación 1 – Estación 5”**, Petroperú pretende acreditar que de manera complementaria realizó monitoreos de potenciales de protección catódica en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, con fecha 19 de enero al 21 de febrero de 2013.
244. Sin embargo, cabe indicar que la realización del monitoreo mencionado se ha efectuado desde la Progresiva del Kilómetro 184+587,85194 hasta la Progresiva del Kilómetro 305+901,37195; es decir, tales acciones de monitoreo se realizaron en puntos objetivamente muy alejados a la zona de ocurrencia del derrame de la Progresiva del Kilómetro 41+833 (más de 100 kilómetros), tal como se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 7. Ubicación del tramo donde se efectuó el Monitoreo del Sistema de Protección Catódica en el año 2013



Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: Petroperú

245. En sus descargos, Petroperú presentó el Informe Técnico N° OLEO-863-2014, en el cual refiere que los revestimientos externos (protección anticorrosiva tipo barrera)

“Las Estaciones de Prueba son parte de la infraestructura del Oleoducto Norperuano y muestran resultados de la relación de potencial (encendido y apagado), los que se encuentran dentro del límite aceptable (-850mv a -1250 mv)”.

¹⁹³ PROTAN S.A. Auditoría de Sistemas de Protección Catódica y Estado de Conservación de Revestimientos Anticorrosivos en Gasoductos y Oleoductos (Inspecciones CIPS – DCVG). Argentina, 2007, pp. 10-11.

¹⁹⁴ Coordenadas UTM: 337885.35E y 9461549.74N.

¹⁹⁵ Coordenadas UTM: 222140.01E y 9485420.41N.

instalados en la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano se diseñaron, aplicaron y verificaron su sanidad en campo, considerando las exigencias mecánicas durante su manipulación hasta su posición final y las condiciones ambientales que enfrentarían durante la fase operativa (temperatura, humedad, agentes químicos, agresividad de los suelos, resistencia mecánica y/o exposición a la intemperie). Asimismo, señaló que la expectativa de la utilización de estos revestimientos internos es muy larga, superando fácilmente los 100 años.

246. Al respecto, si bien los revestimientos tienen por finalidad evitar el contacto del ducto con los agentes ambientales, la instalación de revestimientos no es un mecanismo suficientemente eficaz de protección externa, por las siguientes razones¹⁹⁶:
- (i) La inadecuada aplicación de la pintura o elastómero sobre la superficie metálica a proteger podría dejar zonas desprotegidas expuestas al medio exterior (agentes corrosivos, entre otros).
 - (ii) Existe el riesgo de rotura instantánea del revestimiento por esfuerzos mecánicos en la tubería causados por agentes externos (deslizamientos, construcción de facilidades adicionales en la tubería, etc.).
 - (iii) Posible deterioro progresivo de la tubería por el crecimiento de raíces.
 - (iv) Acción de bacterias presentes en el medio que rodea a la tubería.
247. En ese sentido, conforme se ha expuesto, la instalación de los revestimientos necesariamente debe complementarse con el sistema de protección catódica, tal como se señaló expresamente en el PAMA.
248. Conforme ha quedado acreditado en el presente caso, el último monitoreo de protección catódica fue efectuado en el año 2006. Por consiguiente, aunque la junta de soldadura ubicada a la altura de la Progresiva del Kilómetro 41+833 se haya encontrado con el revestimiento (elastómero) durante todo el tiempo, ello no constituye por sí mismo (aisladamente) un mecanismo suficiente para garantizar la integridad externa del ducto.
249. Por tanto, se concluye que Petroperú no realizó el mantenimiento de protección catódica que asegure el logro del objetivo de protección ambiental establecido en el PAMA aplicable.

(ii).2 Resistencia eléctrica del terreno

250. La medida de resistencia del terreno se realiza mediante electrodos que introducen corriente al suelo, con la finalidad de valorar el grado de corrosión del suelo respecto a la tubería (indica la corrosividad que posee el medio que rodea a la tubería) y determinar las zonas que requieran mayor protección catódica¹⁹⁷.
251. Al respecto, Petroperú no señala argumento ni presenta medio probatorio alguno que haga referencia a la ejecución de dichas acciones, por lo que se concluye que no realizó este tipo de mantenimiento.

¹⁹⁶ MO MOHITPOUR, Thomas VAN HARDEVED, Peterson WARREN y otros. *Pipeline Operation & Maintenance*. Segunda edición. New York, Estados Unidos de América: Editorial Asme Press, 2010, pp. 200-201.

¹⁹⁷ MORALES OSORIO, Nelson. *Manual técnico de Sistemas de puestas a tierra*. Primera edición. Chile: Pro Cobre, 1999, p. 25.

(ii).3 Inspecciones visuales sobre el derecho de vía

252. La inspección visual sobre el derecho de vías es un método de inspección directa (realizada en campo) que permite localizar y dimensionar los defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), así como detectar invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros)¹⁹⁸.
253. En el presente caso, Petroperú presenta los siguientes documentos que contienen información sobre la realización de dos (2) inspecciones visuales sobre el derecho de vía durante los periodos de noviembre de 2012 a febrero de 2013 y del 16 de setiembre del 2013 al 27 de octubre de mismo año: **(i) Informe ítem I de Verificación Física del derecho de vía del Tramo I del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte ejecutado por la empresa Servinor S.A.C.; así como (ii) ítem 2 inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo I.**
254. Según lo indicado por Petroperú, el objetivo de dichas inspecciones consistió en identificar de forma directa y oportuna la causa que pueda producir efectos de riesgo y daño físico en la tubería del Oleoducto, instalaciones anexas y obras que fueron construidas para consolidar su estabilidad (crecimiento de vegetación, deslizamientos, derrumbes de terreno, erosiones, inundaciones, entre otros). Asimismo, se buscó verificar el estado de pintura de las estaciones de prueba (postes indicadores y de toma de potenciales) y postes de kilometraje, así como detectar problemas de seguridad derivados de invasiones en el ámbito del derecho de vía (sustracción de postes, mangas, entre otros).
255. Al respecto, de la revisión de los referidos medios probatorios (Informe de Verificación Física del derecho de vía del Tramo I del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte ejecutado por la empresa Servinor S.A.C., e inspección y verificación física del derecho de vía del Tramo I), no se aprecia: i) alguna evidencia fotográfica relacionada al estado externo de la tubería, ii) la identificación de los puntos desprotegidos de la tubería con cinta protectora y/o elastómero¹⁹⁹ correspondiente, iii) la identificación de zonas de riesgo de la tubería; y, iv) la identificación de puntos afectados por invasiones (sustracción de postes, mangas, entre otros).
256. Asimismo, se verifica que Petroperú no cumplió con la finalidad de dichas de las inspecciones visuales del derecho de vía, conforme a lo establecido en el PAMA, debido a que el mantenimiento solo se centró en detectar el estado de la pintura de las estaciones de prueba, el conteo de dichas estaciones, de los postes indicadores kilométricos²⁰⁰, así como identificar la cantidad de cobertura vegetal en las diferentes progresivas del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
257. Por otro lado, **el registro y resultado del último mantenimiento de las válvulas de líneas y cruces aéreos efectuado durante los meses de**

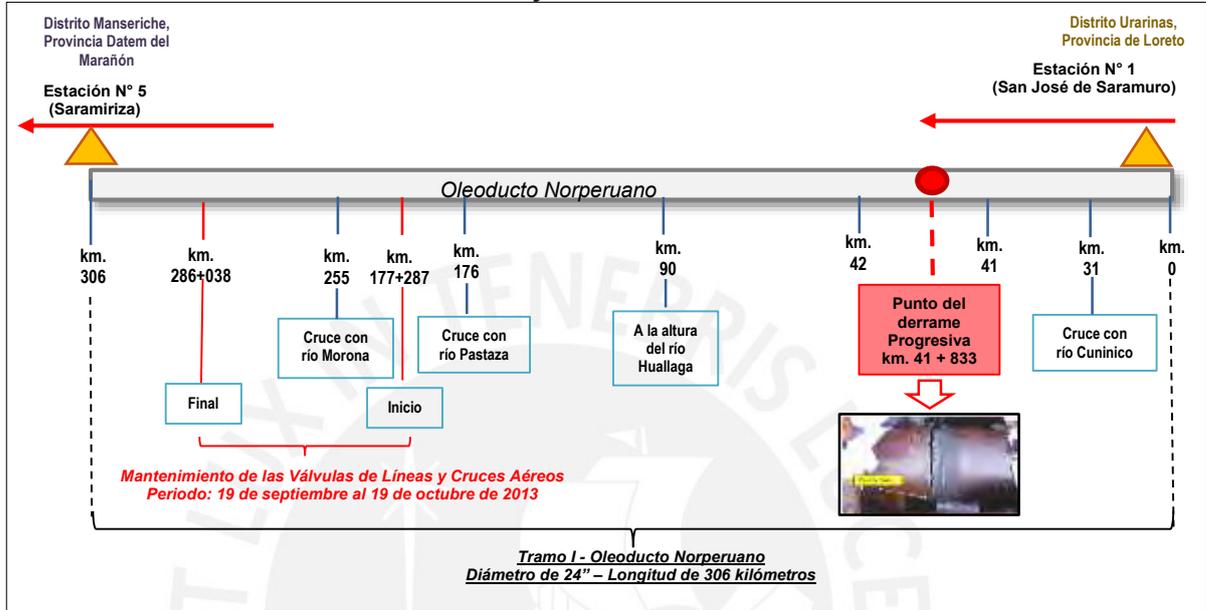
¹⁹⁸ HERNÁNDEZ GALVÁN, Beatriz. *Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos*. Tesis para obtener el grado de Master en Geociencias y Administración de Recursos Naturales en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, p. 49.

¹⁹⁹ VIAKON CONDUCTORES MONTERREY. *Manual Eléctrico*. Segunda edición. México: Conductores Monterrey, S.A. de C.V., 2011, p. 79. "Es un material capaz de recuperarse rápida y fácilmente de fuertes deformaciones mecánicas después de que se ha sometido a un proceso de vulcanización. También se le conoce como hule".

²⁰⁰ Estos postes son utilizados para indicar el kilometraje a lo largo del Oleoducto.

setiembre y octubre del año 2013 al Oleoducto Ramal Norte y al Tramo I del Oleoducto Norperuano, evidencia trabajos en las Progresivas kilómetro 75+544, 159+816, 177+287, 285+099 y 286+038 del Oleoducto Norperuano; es decir, a una distancia de **33 kilómetros** del punto de la falla donde se produjo el derrame (Kilómetro 41+833), de acuerdo a como se detalla en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 8. Ubicación del tramo donde se efectuó el Mantenimiento de las Válvulas de Líneas y Cruces Aéreos en el año 2013



Elaboración: DFSAI – OEFA
 Fuente: Petroperú

258. En tal sentido, dichos resultados no acreditan el mantenimiento a la altura del kilómetro 42 y 41 del Oleoducto Norperuano²⁰¹, en los términos señalados en el PAMA.
259. Finalmente, respecto a la inspección topográfica y batimétrica (Planta - Perfil) realizada en el año 2000 en la Progresiva del Kilómetro 39 del Oleoducto Norperuano en el cruce con el río Cuninico, cabe indicar que ésta tuvo por finalidad determinar el relieve del terreno de dicha zona, así como la profundidad en la que se encontraba la tubería en el río, respectivamente. En

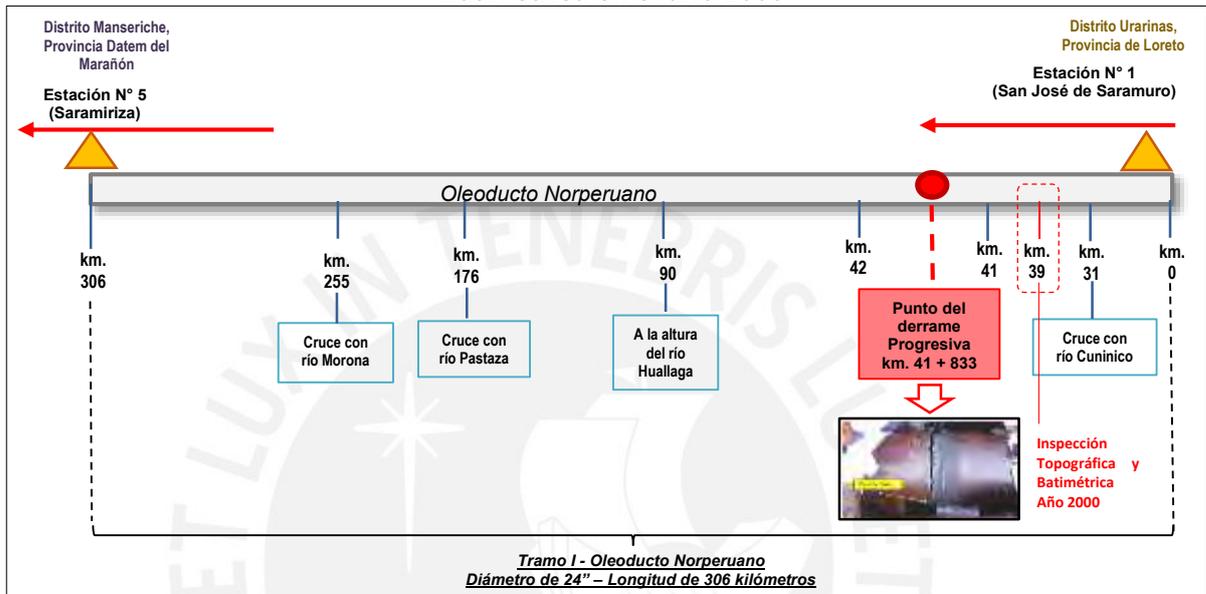
²⁰¹ A mayor abundamiento, este "mantenimiento" consistió en realizar actividades de: i) desbroce de vegetación hacia los accesos, ii) limpieza de válvulas, iii) procedimiento de cambio de grasa a las válvulas, iv) aplicación de grasa sellante, y v) limpieza y pintado de letreros de señalización de cruces del río con el ducto, las cuales no son calificadas como mantenimiento externos por las siguientes razones:

- (i) El desbroce de vegetación hacia los accesos es realizado con la finalidad de despejar el ámbito de la tubería del Oleoducto y facilitar las inspecciones visuales en el derecho de vía.
- (ii) La limpieza de válvulas y el procedimiento de cambio de grasa y aplicación de grasa sellante en estos accesorios que forman parte del transporte de petróleo en la tubería, son realizados a fin de garantizar su funcionamiento y evitar futuros derrames en las mismas válvulas, ya que estas sufren desgaste a través del tiempo. Cabe señalar que si bien son considerados como mantenimientos externos a instalaciones complementarias a la tubería, no arrojan información respecto al estado externo de la tubería que transporta el crudo, tales como indicios de corrosión externa, existencia de fisuras, abolladuras, entre otros explicados anteriormente.
- (iii) Por último, la limpieza y pintado de letreros de señalización de cruces del río con el ducto son acciones efectuadas a instalaciones complementarias a la tubería, que se realizan con la finalidad de advertir oportunamente al personal y terceros (pobladores, entre otros) sobre la ubicación de equipos e instalaciones fijas, y evitar riesgos o peligros ocasionados por falta de conocimiento de dichas instalaciones.

dicho documento se muestra que las inspecciones topográficas y batimétricas se efectuaron en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano; es decir, a más de 2 kilómetros de la zona del derrame.

260. Además, dicha inspección fue efectuada hace 14 años, y a la fecha del derrame las condiciones geográficas (topografía) ya no resultan ser las mismas por las alteraciones naturales que sufre el medio físico al transcurrir los años.

Gráfico N° 9. Ubicación del tramo donde se efectuó la Inspección Topográfica y Batimétrica en el año 2000



Elaboración: DFSAI – OEFA
 Fuente: Petroperú

261. Por tanto, si bien las inspecciones topográfica y batimétrica forman parte de una inspección externa, no acreditan el cumplimiento de la obligación del PAMA, debido a que fueron efectuadas hace 14 años y en una zona distante de la ocurrencia del derrame (**a más de 2 kilómetros**).
262. Petroperú presentó el Informe Técnico N° OLEO-863-2014, en el cual señala que sería iluso recrear la idea que un oleoducto de gran envergadura, como el Oleoducto Norperuano y Ramal Norte, sean inspeccionados visualmente o con equipos de ultrasonido manual; concluyéndose que ello materialmente es imposible de ejecutar dada la diversidad de condiciones de instalación del ducto, tales como: sectores sumergidos de manera permanente y gran parte del año, cruces subfluviales de ríos, cruces aéreos, extensos sectores enterrados, entre otros²⁰².
263. Adicionalmente, Petroperú agrega que la inspección visual se limita a las zonas accesibles del ducto y que no existe ningún oleoducto en el que se inspeccione su revestimiento de manera visual en zonas inaccesibles (sumergidos y enterrados), por tal razón existen otras metodologías de inspección complementarias.
264. Sobre lo indicado por Petroperú, cabe señalar que aunque la tubería se encuentre sumergida durante gran parte del año, ello no es impedimento para realizar la inspección visual directa sobre el estado de los revestimientos, anomalías, corrosión

²⁰² Folios 1257 y 1258 del expediente. (Páginas 7 y 8 del Informe Técnico N° OLEO-863-2014: Análisis, comentarios y argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID).

externa, abolladuras, entre otras, con una con una frecuencia regular; ya que existen periodos durante el año en los que el nivel del agua desciende y el ducto queda expuesto, de tal manera que se pueda cumplir con el compromiso establecido en su PAMA.

265. Contrariamente a lo señalado por Petroperú, existen mecanismos a través de los cuales se puede realizar la inspección visual directa que permiten detectar anomalías externas de manera oportuna y así prevenir impactos negativos al ambiente, tales como el izaje de tuberías.

(ii). 4 Otros argumentos

266. De la revisión de los Planes de Mantenimiento Preventivo y Predictivo presentados por Petroperú, se desprende que aquellos correspondientes a los años 2005, 2007, 2009, 2010, 2011 y 2014, no cuentan con documentos que acrediten la ejecución de las acciones de mantenimiento externo descritas en dichos planes, sino que solamente se mencionan actividades de avance (en porcentaje) y las programadas para el siguiente año²⁰³.
267. Asimismo, de la revisión del servicio de contratos, referido al mantenimiento (externo e interno) del Tramo I del Oleoducto Norperuano, se evidencia que Petroperú no acredita su ejecución; toda vez que estos sólo son contratos de servicios que no poseen resultados que muestren el estado del revestimiento externo de la pared de la tubería, así como de la condición estructural interna de la misma.
268. A mayor abundamiento, respecto a estas inspecciones internas y externas efectuadas por Petroperú en el Tramo I, no se indica la ubicación exacta donde fueron realizadas.
269. Petroperú indica que en la Audiencia del Informe Oral del 18 de setiembre del 2014, señaló que la inspección externa del Oleoducto puede realizarse por múltiples metodologías instrumentadas y no únicamente accediendo a la zona donde se ubica el Oleoducto Norperuano.
270. Al respecto, independientemente de que la zona donde se encuentre la tubería sea de difícil acceso, no existe impedimento alguno para que se cumpla con los compromisos ambientales de verificar y garantizar el buen funcionamiento de la infraestructura a su cargo, tal como la misma empresa ha argumentado al indicar que existían varias metodologías para realizar la inspección externa del ducto.
271. Por último, Petroperú señala que el pronunciamiento de la Gerencia Regional de Recursos Naturales y Gestión del Medio Ambiente del Gobierno Regional de Loreto es inexacto y carece de fundamento, debido a que: (i) existen documentos que acreditan que el tendido del ductos es el adecuado, (ii) sí se realizaron los mantenimientos constantes al interior y al exterior del ducto; y, (iii) ninguna de las entidades citadas por el Gobierno Regional de Loreto se encargó de la refacción del ducto, recojo y almacenamiento del crudo derramado. Por último, dicha autoridad no se encarga de velar por la seguridad de la infraestructura de Tramo I del Oleoducto Norperuano

²⁰³ Dado que los planes de mantenimiento presentados por Petroperú se han realizado a partir del año 2005, estos medio probatorios serán valorados en el ítem correspondiente a las inspecciones externas al tramo I del Oleoducto Norperuano.

272. Al respecto, corresponde indicar que el análisis de la ejecución de los mantenimientos se realizó en función de la valoración de los medios probatorios señalada anteriormente, y no del pronunciamiento de la Gerencia Regional de Recursos Naturales y Gestión del Medio Ambiente del Gobierno Regional de Loreto, debido a que este último no se sustenta en medios probatorios.

(ii).5 Conclusiones de las inspecciones externas

273. Del análisis de los medios probatorios valorados en relación a las **inspecciones externas al Tramo I del Oleoducto Norperuano**, se concluye que Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA, de acuerdo a las siguientes conclusiones:

- Petroperú efectuó la última inspección de corrosión externa mediante el monitoreo del sistema protección catódica en el ámbito de la zona del siniestro (Progresiva del Kilómetro 41+833) en el año 2006, es decir, hace aproximadamente ocho (8) años. A la fecha del incidente, las condiciones estructurales externas de la tubería no necesariamente mantenían el mismo estado, siendo que estas, incluso, podrían haberse agravado.
- En los años 2012 y 2013, se realizaron inspecciones visuales sobre el derecho de vía, las cuales no fueron acompañadas del monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno, tal como estaba establecido en el compromiso del PAMA.
- El mantenimiento de válvulas realizado en el año 2013, fue efectuado fuera del ámbito de la zona del siniestro (kilómetro. 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano), y por tanto no es considerado como parte del mantenimiento externo de la tubería para el presente caso.
- La última inspección topográfica y batimétrica fue ejecutada en el año 2000, es decir, hace 14 años; lo cual no proporciona resultados que, a la fecha, permitan identificar la presencia de riesgos externos a la tubería.
- Petroperú no ha cumplido con realizar la inspección externa de manera tal que asegure el cumplimiento de los objetivos del PAMA.

275. Por otro lado, respecto de los medios probatorios signados con los números 19, 20, 21, 22, 23 y 24 del cuadro de principales medios probatorios relacionados con el hecho imputado N° 1, cabe señalar lo siguiente:

- El cuaderno de ocurrencias diario del operador (documento N° 19) es un registro que tiene por finalidad recoger todos los eventos que puedan suscitarse durante las operaciones del Oleoducto Norperuano, referidos al nivel de presión de bombeo (cargas, descargas, parada de bombeo), cierres de válvulas, posibles emergencias, entre otros. Dichas acciones no se encuentran relacionadas con la materia en discusión de la Imputación N° 1.
- Los documentos de control de la curva SCADA y curvas de presión de succión y descarga en la Estación 1 (documentos N° 20 y 24) tienen por finalidad mostrar los registros de aumento y bajada de presión (parámetros

frecuencia, volumen y presión) que podrían haberse ocasionado como consecuencia de la rotura del ducto. Es decir, permiten hacer un seguimiento y control del comportamiento durante el transporte de crudo, desde una estación a otra. Dichas acciones no se encuentran relacionadas con la materia en discusión de la Imputación N° 1.

- Las boletas de bombeo y recepción de crudo, así como el balance mensual de crudo (diferencia de crudo obtenido entre lo bombeado y recibido) (documento N° 23), tienen la finalidad de mostrar los registros del volumen diferencial de crudo bombeado desde la estación N° 1 y lo recibido en la Estación N° 5, durante un periodo determinado. Dichas acciones no se encuentran relacionadas con la materia en discusión de la Imputación N° 1.

276. En conclusión, los documentos N° 19, 20, 21, 22, 23 y 24 del cuadro anterior no se encuentran vinculados con el análisis de la imputación N° 1, toda vez que son registros que tienen la finalidad de controlar el desarrollo del transporte de crudo a través del ducto y no de demostrar alguna acción de mantenimiento de su infraestructura.

277. Sin perjuicio de lo señalado, corresponde indicar que dichos documentos serán valorados en la Imputación N° 2, referida a no controlar ni detectar el derrame generado en el kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano.

(iii) Conclusiones respecto de la ejecución del mantenimiento (interno – externo) por parte de Petroperú

278. Luego del análisis de todos los medios probatorios se concluye que **Petroperú no cumplió con realizar el mantenimiento integral de la infraestructura (interno y externo) en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, en los términos establecidos en su PAMA.**

279. Para un mejor entendimiento se presenta el siguiente cuadro:

Cuadro N° 14

Mantenimiento	Tipo de mantenimiento	Análisis en el presente caso
Inspecciones Internas	<ul style="list-style-type: none"> Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos: 	La última inspección se realizó en el año 1999.
	<ul style="list-style-type: none"> Inspecciones geométricas 	La última inspección se realizó en el año 1999.
	<ul style="list-style-type: none"> Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada 2 meses. 	No acredita su cumplimiento.
	<ul style="list-style-type: none"> Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas. 	No acredita su cumplimiento.
Inspecciones Externas	<ul style="list-style-type: none"> Inspecciones visuales sobre el derecho de vía. 	Las últimas inspecciones visuales corresponden a los años 2012 y 2013, pero estas no fueron acompañadas del monitoreo periódico de la integridad externa, tal

Mantenimiento	Tipo de mantenimiento	Análisis en el presente caso
		como estaba establecido el compromiso del PAMA.
	<ul style="list-style-type: none"> Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de protección catódica. 	La última inspección se realizó en el año 2006.
	<ul style="list-style-type: none"> Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de resistencia eléctrica del terreno. 	No acredita su cumplimiento.

Elaboración: DFSAI - OEFA.
Fuente: PAMA de Petroperú.

280. En tal sentido, ha quedado acreditado el incumplimiento de la obligación ambiental imputada en el presente procedimiento administrativo sancionador, en tanto Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado el mantenimiento integral (inspecciones internas y externas) del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. Cabe señalar que estas inspecciones tenían como objetivo que Petroperú realizara un mantenimiento preventivo que permitiera identificar si algún punto o área de la indicada infraestructura estaba siendo afectada en su integridad, con lo cual se podrían identificar oportunamente los focos significativos de contaminación ambiental que podrían provocar un accidente ambiental, tal como ocurrió en el presente caso.
281. En consideración a dicha conclusión, se procede a analizar si la falta de dicho mantenimiento integral generó o contribuyó a la rotura del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano y posterior derrame de petróleo al ambiente.
282. Cabe señalar que las conclusiones a las cuales se arribó en el presente apartado, corresponden al análisis de las acciones de mantenimiento en función a los compromisos ambientales previstos en el PAMA de Petroperú; por ello, el pronunciamiento emitido no es vinculante para las demás autoridades que fiscalizan las acciones de Petroperú, en el marco de sus competencias.

c) La falta de mantenimiento del Oleoducto Norperuano como factor contribuyente de la rotura del oleoducto

283. La Dirección de Supervisión ha señalado que la rotura del ducto podría atribuirse al **proceso corrosivo externo** que se habría acelerado producto de la falta de protección del punto del Oleoducto Norperuano donde se generó de falla. Lo indicado fue recogido en el Acta de Supervisión levantada el 9 de julio del 2014:

“Hallazgo N° 01:

Luego de haber realizado la inspección al punto de la falla del oleoducto ubicado en las coordenadas UTM WGS84 (9474535, E467992), la causa del derrame podría atribuirse a un proceso corrosivo externo el mismo que se aceleró al encontrarse desprotegido (en el Punto de la falla) la unión soldada de la tubería del oleoducto. Cabe precisar que la referida protección habría sido retirada por personas ajenas a la empresa según indicación del administrado.”

284. Por su parte, Petroperú argumenta que en el punto de la falla (Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano) se verificó el corte y retiro, con ayuda de un elemento metálico, del elastómero o junta termocontraible, el cual protegía la junta de soldadura. De acuerdo a Petroperú, ello provocó la **corrosión externa** (tipo galvánica²⁰⁴) y posteriormente la rajadura de la tubería. Asimismo, Petroperú agrega que de los resultados de la analítica realizada (95 mm de longitud y 32 mm de ancho), la corrosión evolucionó en un período de 1 a 3 años hasta alcanzar una pérdida de espesor que originó la falla de la tubería y el derrame de petróleo crudo.
285. Cabe señalar que el elastómero es un material que tienen una elasticidad parecida a la del caucho, que sirve para unir materiales gracias a las propiedades elásticas que posee. El elastómero es usado para cubrir las uniones del Oleoducto Norperuano, y su ausencia puede generar corrosión en sus uniones.
286. De acuerdo a lo indicado por Petroperú y por la Dirección de Supervisión, hubo corrosión externa en el punto del oleoducto donde se generó la falla en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano (Coordenadas UTM 9474535, E467992).
287. En consecuencia, a efectos de determinar la responsabilidad por incumplimiento de obligaciones ambientales, corresponde a esta Dirección analizar si **el proceso corrosivo detectado, que aceleró la rotura del ducto, se encuentra relacionado con: (i) la falta de mantenimiento del Oleoducto; o, (ii) el corte y retiro del elastómero realizado por un tercero ajeno a Petroperú (ruptura del nexo causal).**
- (i) Análisis de los argumentos presentados por Petroperú
288. Petroperú señala que **la ocurrencia de corrosión en la zona próxima a la junta de soldadura (metal base+metal de aporte-cordón-metal base) del Oleoducto, es un proceso aislado y generado agresivamente por acción externa**, según lo señalado en el "*Informe de Análisis de Falla del tramo del Kilómetro 41+833 del Oleoducto*" elaborado por *MCC Technology*. Ello se sustenta en que la junta metálica de la Progresiva del Kilómetro 41+833 sufrió un evento excepcional de corte y retiro del elastómero que aceleró el proceso corrosivo, y que en otras juntas distintas a las del derrame se encontraron rastros de corrosión leve o muy leve.
289. Asimismo, Petroperú indica que la parte de la tubería corroída está compuesta por un material con estructura metalográfica en buenas condiciones, al igual que las demás partes que conforman el Oleoducto Norperuano. Por ello, conforme a lo señalado por Petroperú, no es aceptable la posibilidad de un derrame de crudo por fallas en el proceso de soldadura del Oleoducto Norperuano, ya que las demás partes de la tubería presentaban únicamente corrosiones leves o muy leves (sustentado en rangos de velocidades aceptables de 6 mils/año, 0.152 mm/año, resistividad de 1 000 a 15 000 ohm-cm)⁵, según se desprende del "Análisis Metalográfico" preparado por la PUCP.
290. Por otro lado, Petroperú precisa que si el retiro del elastómero se hubiera dado inmediatamente después de la inspección interna del ducto con raspatubo inteligente en el año 1999, la pérdida del espesor hubiera sido del 17% de la pared del ducto. No obstante, de la medición de espesor con equipo de ultrasonido en la parte superior

²⁰⁴ La corrosión galvánica es un tipo de corrosión, la misma que se produce por la unión de metales distintos en presencia de humedad, ambiente acuoso o suelos húmedos; por ejemplo, el contacto de cobre o acero inoxidable con acero al carbono.

donde se produjo la rotura del ducto, se reportó una pérdida de espesor superior al 75%, situación que sólo podría justificarse con la acción de agentes externos (herramienta de corte de metal o factores externos del ambiente).

291. En tal sentido, Petroperú señala que el corte con elemento metálico es probado con fotografías, el Informe Técnico “Estado de Juntas Termocontraibles en el Tramo I del Oleoducto Norperuano” y en el acta de constatación fiscal de fecha 9 de julio de 2014, en la cual se indicó que el revestimiento se encuentra con signos aparentes de haber sido cortado (13 cm de ancho con semicircunferencia de 87 cm).
292. Por último, Petroperú indica que del 16 al 21 de agosto de 2014, Cía. ATAC S.A.C. realizó una inspección visual a 77 juntas de soldadura ubicadas entre las Progresivas Kilómetro 39 y Kilómetro 41 del Oleoducto Norperuano identificando lo siguiente:
- 16 juntas de soldadura se encontraron con el retiro parcial o total del revestimiento protector de elastómero (20,8% del total).
 - 61 juntas de soldadura fueron detectadas con presencia de elastómero sin presencia de corrosión externa y con los revestimientos en buen estado.
293. Además de la identificación de las juntas, la Cía. ATAC S.A.C. realizó mediciones de diferencia de potencial con equipos de ultrasonido B-Scan, y en función a estos resultados estimó una velocidad de corrosión representativa en la zona de 2,9 MPY (dos punto nueve milésimas de pulgadas por año) – 0,074 mm/año.
294. Así, Petroperú concluye que el efecto de los procesos corrosivos detectados en dicha zona no son relevantes debido a la baja agresividad del entorno y sobre todo a la presencia del sistema de protección catódica de la tubería. Petroperú señala que ello acredita que el origen de la pérdida de espesor, generado en la tubería ubicada en el tramo del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano, fue iniciado por daño mecánico con herramientas de corte metálico.
295. Al respecto, cabe señalar que los Numerales 4.2 y 4.3 del Artículo 4° del TUO del RPAS²⁰⁵ regulan la responsabilidad administrativa objetiva en el procedimiento administrativo sancionador aplicado por el OEFA. En ese sentido, una vez verificado el hecho constitutivo de la infracción administrativa (en el presente caso, la falta de acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en el PAMA, que generaron daño real a la flora, fauna y la vida o salud humana), Petroperú podría eximirse de responsabilidad **sólo si logra acreditar de manera fehaciente la ruptura de nexo causal, ya sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.**

²⁰⁵ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD

Artículo 4°.- Responsabilidad administrativa del infractor

4.1) La responsabilidad administrativa del infractor es independiente de la responsabilidad civil o penal que pudiera originarse por las acciones u omisiones que a su vez configuran la infracción administrativa.

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

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

4.4) Cuando el incumplimiento corresponde a varios sujetos conjuntamente, responderán de forma solidaria por las infracciones cometidas.

296. En lo que atañe al hecho determinante de un tercero (supuesto retiro del elastómero por personal extraño a Petroperú), cabe analizar si dicho hecho cumple con los elementos de un caso fortuito, lo cual también es pertinente a fin de determinar si la corrosión fue ocasionada por un autor distinto a Petroperú. En tal sentido, corresponde analizar si en el presente caso concurren las siguientes características²⁰⁶:
- (i) Naturaleza extraordinaria, por no constituir un riesgo propio de la actividad que esté efectuando el administrado;
 - (ii) imprevisible, toda vez que si la causal hubiese sido prevista no podría eximirse de responsabilidad; e,
 - (iii) irresistible, en tanto hubiera sido imposible al administrado actuar de otra forma.
297. En tal sentido, para que el hecho de tercero pueda trasladar la responsabilidad de Petroperú hacia ese tercero, es necesario que este hecho sea “determinante”.
298. En este caso, conforme a lo alegado por Petroperú, el proceso de corrosión del ducto fue el hecho que produjo la rajadura del mismo. Este será el hecho a analizar, por cuanto es obligación de Petroperú realizar inspecciones que le permitan detectar si existe algún tipo de falla que podría poner en riesgo la integridad del ducto.
299. Para romper el nexo causal entre la obligación del titular de realizar el mantenimiento del ducto y su rajadura, Petroperú debe demostrar que, a través de sus actividades de mantenimiento, no le habría podido ser posible detectar el proceso de corrosión generado presuntamente por la acción de un tercero.
300. Al respecto, en el “**Informe Técnico de la Falla**”, Petroperú señala que el corte del elastómero con un elemento metálico y el retiro del mismo en una fecha no determinada, fue la causa que generó la disminución progresiva del material y, en consecuencia, la corrosión, por encontrarse expuesta la tubería al ambiente. Dicha corrosión llegó al punto de la soldadura, señala el informe, lo que sumado a la presión por el servicio del ducto y la acción de dilatación, generó la rotura de la tubería.
301. De la revisión de dicho informe, se aprecia la explicación del proceso de soldadura al que se sometieron las juntas metálicas del Oleoducto Norperuano al momento de su construcción y durante la operación. Adicionalmente, se indica que en la zona de la rajadura no se presentan alteraciones por efecto de la soldadura.
302. En tal sentido, de la revisión del Informe Técnico de la Falla presentado por Petroperú se concluye que el proceso corrosivo fue la causa que originó la rotura de la tubería en el punto de la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano; sin embargo, el referido informe no indica cuáles fueron los factores que generaron dicho proceso de corrosión.
303. Con respecto al documento “**Análisis Metalográfico**” preparado por la PUCP el 21 de julio del 2014, se verifica el resultado de la toma de muestra del metal de 95 mm de longitud y 32 mm de ancho, correspondiente a la parte superior del punto de la tubería donde se produjo la falla (Progresiva del Kilómetro 41+833).
304. De los resultados se evidencia el desgaste de material por efecto corrosivo en tres puntos cercanos al de la falla:

²⁰⁶ GUZMÁN NAPURÍ, Christian. “Manual del Procedimiento Administrativo General”. Pacífico Editores: Lima. 2013: p. 676.

Cuadro N° 15

Punto	Distancia respecto del punto del Oleoducto donde se produjo la falla	Valor de espesor de la muestra de metal
1	10.0 mm	5.80 mm
2	20.0 mm	4.10 mm
3	30.0 mm	2.90 mm

Elaboración: DFSAI – OEFA.

Fuente: Petroperú.

305. En tal sentido, del “Análisis Metalográfico” referido, se concluye que el proceso corrosivo fue la causa que originó la rotura de la tubería en el punto de la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano; sin embargo, en dicho documento no se indica cuáles fueron los factores que generaron dicho proceso de corrosión.
306. Adicionalmente, de la revisión del “**Acta de constatación levantada en la zona del derrame el 9 de julio de 2014**” (horas 12:50), se aprecia que el personal del Departamento de Medio Ambiente de la Policía Nacional del Perú y Fiscalía Especializada en Materia Ambiental – Sede Nauta, observó que el revestimiento de butadieno se encontraba con signos aparentes de haber sido cortado con 13 cm de ancho con semicircunferencia de 87 cm, no obstante, no señala los factores que generaron el proceso de corrosión, conforme se detalla a continuación:
- “(…)
se observa que la rajadura tiene una circunferencia de 85 cm, observándose también que el revestimiento de butadieno se encuentra con signos aparentes de haber sido cortado con 13 cm de ancho con semicircunferencia de 87 cm, cabe recalcar que el mencionado revestimiento tiene 32 cm de ancho y de la rajadura hacia la soldadura del tubo es de 6 cm aproximadamente, se deja en constancia que todo lo descrito líneas arriba se encuentra registrado en tomas fotográficas.
(…)”
307. Por último, del **Informe Técnico N° OLEO-863-2014**, adjunto al escrito de alegatos adicionales, se aprecia que Petroperú agrega que si el retiro del elastómero se hubiera dado inmediatamente después de la inspección lineal con raspatubo inteligente del año 1999, la pérdida del espesor hubiera sido del 17% y no un índice mayor al 75% como el evidenciado a la fecha del derrame, situación que sólo podría justificarse con la acción de agentes externos (herramienta de corte de metal o factores externos del medio ambiente). Además, indica que la analítica realizada a la muestra de metal, evidenciaría que la corrosión fue un suceso puntual y no se originó de manera instantánea, sino que evolucionó en un período de 1 a 3 años hasta alcanzar una pérdida de espesor que originó la falla de la tubería y el derrame de petróleo crudo.
308. Del análisis del “acta de constatación levantada en la zona del derrame el 9 de julio de 2014” se advierte que se trata de una verificación visual del hecho, ya que no existe evidencia que acredite que la causa de la rotura fue por la acción de un corte.
309. Sin perjuicio de ello, conforme se ha indicado con anterioridad, el recubrimiento de las juntas de soldaduras con elastómeros debió ser complementado con los mantenimientos internos y externos, tales como los de protección catódica, los cuales no fueron realizados desde el año 2006. De esa manera, si se hubieran realizado dichos mantenimientos, se hubiera podido advertir la falta de los elastómeros en dicha zona.
310. Asimismo, siendo que el proceso corrosivo supuestamente evolucionó en un período de 1 a 3 años, ello implica que durante dicho periodo, Petroperú debió haber realizado

alguna de las acciones mantenimiento comprometido al Oleoducto, a efectos de identificar y evitar las anomalías en el ámbito de la progresiva donde se produjo el derrame. No obstante, conforme se ha determinado anteriormente, Petroperú no realizó el mantenimiento en el Oleoducto Norperuano tal como se había comprometido en su PAMA.

311. De lo expuesto en el presente análisis, se evidencia que Petroperú no ha presentado elementos de juicio suficientes que demuestren que no le fue posible detectar que el ducto había entrado en un proceso de corrosión. Es más, en el “**Informe Técnico de la Falla**”, elaborado por el ingeniero Santos Macalupu Preciado, y presentado por Petroperú, se indica lo siguiente:

*“Conclusiones [del informe]:
(...)”*

4. No se puede precisar la dimensión real de inicio de la rajadura, porque existen fuerzas externas que han magnificado lo rajadura hasta obtener el desgarramiento total de la parte con corrosión, mas no la parte que ha estado cubierta con el elastómero (parte media inferior) que se mantiene invariable. El tiempo transcurrido desde la aparición de la corrosión hasta la rotura, tampoco se puede precisar porque no se tiene datos de velocidad de corrosión en el tiempo”.

(El resaltado es nuestro)

312. En este informe no se indica que aun así Petroperú hubiera realizado el mantenimiento integral (interno y externo) del ducto, de acuerdo a lo comprometido en el PAMA, no se hubiera podido detectar el proceso corrosivo generado y el consecuente debilitamiento del ducto. Tampoco se indica que la aceleración de la corrosión galvanizada era de tal magnitud que no permitió que Petroperú la pudiera detectar. Estos hechos debieron ser demostrados por Petroperú, por cuanto el rompimiento del nexo causal es de cargo de quien lo alega²⁰⁷.
313. Cabe señalar que el informe de Petroperú solo se centró en demostrar que fue el proceso de corrosión lo que provocó la rajadura del ducto, lo cual constituye un hecho que no se encuentra en discusión. Lo que le correspondía demostrar a Petroperú era que dicha corrosión se dio a una velocidad tal que le hacía imposible poder detectar ese proceso, lo cual no ha sido abordado en el informe; habiéndose únicamente limitado a señalar que no se puede indicar con qué velocidad se produjo el proceso de corrosión.
314. Sobre la base de dicha afirmación, se puede sostener que ese proceso corrosivo pudo demorar varios años, tiempo en el cual Petroperú pudo detectar oportunamente la corrosión en progreso y adoptar medidas oportunas que hubieran evitado el incidente ambiental ocurrido.
315. En virtud de lo expuesto, Petroperú no ha acreditado que no le resultaba posible detectar la corrosión del ducto producto del corte y retiro del elastómero, motivo por el cual la falta de mantenimiento del ducto constituye la causa de que Petroperú no hubiese detectado oportunamente la corrosión que produjo la rajadura del ducto.

²⁰⁷ Texto Único Ordenado del Código Procesal Civil, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 010-93-JUS Carga de la prueba.-

“Artículo 196.- Salvo disposición legal diferente, la carga de probar corresponde a quien afirma hechos que configuran su pretensión, o a quien los contradice alegando nuevos hechos.”

(ii) Otros argumentos

316. Petroperú indica que la humedad presente en el canal de flotación y el tiempo de operación del Oleoducto no acelera ni tiene relación con los procesos corrosivos, más aun considerando que el agua del canal de flotación es dulce y no salada. En otras palabras, Petroperú refiere que el proceso de corrosión no se debe a factores climatológicos o estructurales.
317. Sobre el particular, cabe precisar que la corrosión es el proceso gradual²⁰⁸ de destrucción y desintegración de los materiales debido a un proceso químico o electroquímico en la interacción de un material con el medio que lo rodea. Entre los agentes externos que se encuentran en el medio que los rodea, se tiene al aire, a diferentes tipos de suelos y al agua en todos sus estados, lo que incluye la humedad²⁰⁹.
318. La humedad, en tanto agente externo, actúa de manera tal que los iones que la componen químicamente (ión de hidrógeno H⁺/ molécula de hidrógeno H₂, anión hidróxido OH⁻/ molécula de oxígeno O₂); y otros iones que se encuentran de manera natural en el medio que rodea a la tubería (cloruros, nitratos, nitritos y sulfatos) son considerados como agentes corrosivos, es decir, participan en las reacciones catódicas del proceso de corrosión²¹⁰.
319. Por consiguiente, **el agua (la humedad) sí contribuye y tiene relación directa con la aceleración del proceso corrosivo, independientemente del tipo de agua (salada o dulce)**. La única diferencia entre ambas es que el agua salada permite una mayor conducción de los iones, lo que propicia que el proceso corrosivo y/o velocidad de corrosión sea más acelerado.
320. En el caso en concreto, de acuerdo al PAMA del Oleoducto Norperuano aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la infraestructura de la Progresiva del Kilómetro 41 + 833 ubicada entre las estaciones N° 1 y 5 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, posee una antigüedad de aproximadamente 37 años de iniciada las operaciones, conforme se aprecia en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 16. Fechas de Inicio de operaciones

31 de diciembre de 1976	Estación 1 empieza a recibir crudo.
14 de enero de 1977	Estación 1 empieza bombeo hacia la Estación 5.
15 de marzo de 1977	Estación 5 empieza bombeo hacia Estación 6.
16 de febrero de 1978	Estación Andoas empieza bombeo hacia la Estación 5.
15 de abril de 1979	Estación Morona empieza su operación de rebombeo.
07 de abril de 1977	Estación 6 empieza bombeo hacia la Estación 7.
27 de abril de 1977	Estación 7 empieza bombeo hacia la Estación 8.
04 de mayo de 1977	Estación 8 empieza bombeo hacia la Estación 9.
09 de mayo de 1977	Estación 9 empieza bombeo hacia Bayóvar.
24 de mayo de 1977	Llega petróleo a Bayóvar.
08 de junio de 1977	Se realiza el primer embarque de crudo en el Muelle Bayóvar.

Elaboración: DFSAI - OEFA.
Fuente: PAMA de Petroperú.

²⁰⁸ CUESTA FERNANDEZ, Francisco Luis. *Análisis del fenómeno de la corrosión en materiales de uso técnico: metales - Procedimientos de protección*. España, 2009, p. 4.

²⁰⁹ PANCORBO FLORISTAN, Francisco J. *Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación*. Barcelona: Editorial Marcombo, 2011, p. 16.

²¹⁰ GARCIA INZUNZA, RAMSES. *Inhibidores de corrosión de acero en medios ácidos a partir de extractos naturales*. Tesis para obtener el grado de Doctor en Ciencias de la Universidad Autónoma de Baja California. Mexicali, B. C., 2014, pág 30.

321. Asimismo, en el PAMA de Petroperú²¹¹ se evidencia que los suelos en el ámbito de la Estación N° 1, donde se ubica la línea Progresiva del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, poseen terrenos pantanosos, que gran parte del año están cubiertos por agua, según se indica:

(...)

4. Suelos, capacidad de uso mayor y uso actual de las tierras

Según el mapa de suelos del Perú elaborado por el Instituto Geográfico Nacional, el Oleoducto Nor-peruano atraviesa una gran diversidad de suelos.

a) Sector Oriente ·

(1) Estación 1

(...)

Se encuentra ubicada en la orilla izquierda del río Marañón, a la altura de la localidad de San José de Saramuro, en una zona inundable rellena con arena para elevarla y protegerla de posibles inundaciones.

Desde este punto, el Oleoducto recorre 306 kilómetro. hasta la Estación 5, de los cuales 255 kilómetro son de terrenos pantanosos que gran parte del año están cubiertos por agua, es una zona de selva densa. Entre los kilómetro 184 y 220 se encuentran zonas de terreno alto, con suelos arcillosos y arenosos. Lo mismo sucede entre los kilómetro 291 y 306, donde predomina el suelo arenoso.

(...)"

322. De acuerdo a la composición del medio físico del ámbito de la Estación N° 1, se evidencia que el suelo, durante una parte del año, estaba cubierto de agua, y que la infraestructura de ductos contaba con una antigüedad de más de 37 años. En ese sentido, cabe subrayar que en dicha zona existía humedad que afectaba las tuberías, ya sea de manera progresiva o agresiva, constituyéndose en un agente corrosivo.
323. Por tanto, la humedad de la zona configura un factor adicional que contribuyó con el proceso de corrosión a la altura del Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano, factor que Petroperú conocía plenamente al momento de solicitar la aprobación de su PAMA. En tal sentido, Petroperú debía ejecutar inspecciones internas y externas a fin de evaluar la integridad del ducto y prevenir que genere contingencias ambientales, tal como ocurrió en el presente caso.

d) Conclusiones del análisis de la Imputación N° 1

324. Del presente análisis, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió la obligación prevista en el PAMA, al no realizar los mantenimientos internos y externos del Oleoducto Norperuano.

IV.8. Imputación N° 2: Petroperú no habría detectado, y por tanto, no habría controlado a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana

325. Una vez obtenida la Certificación Ambiental, en concordancia con lo señalado en los artículos 29° y 15° del Reglamento de la Ley N° 27466, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM²¹², será responsabilidad del titular de la actividad cumplir con

²¹¹ Programa de Adecuación y Manejo Ambiental de Petróleos del Perú S.A. Petroperú Oleoducto Norperuano. Página 16.

²¹² Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27446
"Artículo 15.- Obligatoriedad de la Certificación Ambiental
Toda personal natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto de inversión susceptible de generar impactos ambientales negativos de carácter significativo, que estén

todas las medidas, compromisos y obligaciones señalados en el instrumento de gestión ambiental, destinados a prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar, compensar y manejar los impactos derivados de la ejecución del proyecto.

326. En este marco, los titulares de actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de hidrocarburos, en concordancia con las normas señaladas, deben acatar lo dispuesto en el Artículo 9° del RPAAH²¹³, referido al cumplimiento de las obligaciones establecidas en los instrumentos de gestión ambiental.
327. De acuerdo al artículo 4° del RPAAH, los instrumentos de gestión ambiental son los planes o documentos que contienen los programas y compromisos asumidos por los titulares de actividades de hidrocarburos. Entre estos se encuentran²¹⁴:
- a) Plan Ambiental Complementario.
 - b) Plan de Abandono.
 - c) Plan de Abandono Parcial.
 - d) Plan de Cese.
 - e) Plan de Cese Temporal.
 - f) Plan de Contingencia.
 - g) Plan de Manejo Ambiental.
328. Uno de los principales objetivos del Plan de Contingencia de Petroperú es lograr que todo el personal que labora en Operaciones Oleoducto esté capacitado y preparado para proporcionar una rápida respuesta ante cualquier tipo de emergencia que pueda presentarse y que atente contra la integridad física de los trabajadores, instalaciones, equipos, comunidad que lo rodea y el medio ambiente²¹⁵.
329. En el Plan de Contingencia de Petroperú se señala el cuadro de procedimientos a seguir en caso se presente un derrame²¹⁶:

relacionados con los criterios de protección ambiental establecidos en el Anexo V del presente Reglamento y los mandatos señalados en el Título II, debe gestionar una Certificación Ambiental ante la Autoridad Competente que corresponda, de acuerdo con la normatividad vigente y lo dispuesto en el presente Reglamento.

Para efectos de lo señalado en el párrafo anterior, como resultado del proceso de evaluación de impacto ambiental, la Autoridad Competente aprobará o desaprobará el instrumento de gestión ambiental o estudio ambiental sometido a su consideración, entendiéndose cuando la Resolución emitida sea aprobatoria, que ésta constituye la Certificación Ambiental.

La desaprobación, improcedencia, inadmisibilidad o cualquier otra causa que implique la no obtención o la pérdida de la Certificación Ambiental, implica la imposibilidad legal de iniciar obras, ejecutar y continuar con el desarrollo del proyecto de inversión. El incumplimiento de esta obligación está sujeto a las sanciones, de Ley."

"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 sujeta a 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.

²¹³ Cabe señalar que el reglamento en mención fue derogado por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 039-2014-EM que aprueba el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, el cual entró en vigencia el 13 de noviembre del 2014.

²¹⁴ En concordancia con lo mencionado, en el artículo 13° del Reglamento de la Ley del SEIA, se señala que los instrumentos de gestión ambiental que no califiquen como estudios ambientales; es decir, como DIA, EIA-sd o EIA, serán considerados instrumentos de gestión ambiental complementarios al mismo.

²¹⁵ Folio 725 reverso del Expediente.

²¹⁶ Folio 732 reverso del Expediente.

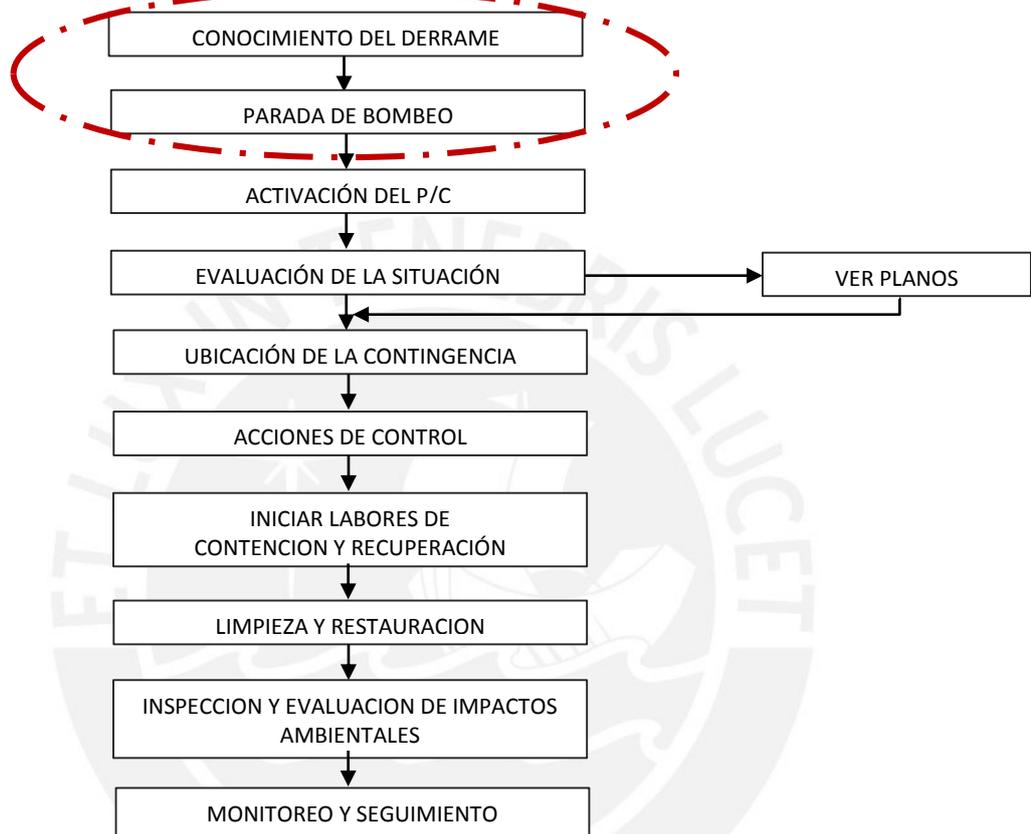
Gráfico N° 10

3.3. ESTRATEGIAS DE RESPUESTA A EMERGENCIA DE MANEJO DE RESIDUO

3.3.1 CUADROS DE PROCEDIMIENTOS

3.3.1.1. DERRAME

A) GENERAL



Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: Plan de Contingencia de Petroperú

330. Por lo expuesto, Petroperú tiene la obligación de adoptar las acciones necesarias para evitar cualquier afectación del ambiente (sea esta inicial o progresiva). En tal sentido, una vez ocurrido un evento o accidente ambiental, corresponde la adopción, de manera inmediata (oportuna), de las medidas de mitigación y/o control (idóneas) para atenuar o minimizar los impactos negativos generados al ambiente²¹⁷.
331. En efecto, las acciones de control y/o mitigación se configuran en función al momento de su ejecución (oportunidad) y a la magnitud del accidente causado (proporcionalidad de los medios). Así, las medidas de control y/o mitigación deben ser oportunas, pues deben ser realizadas inmediatamente de ocurrido el accidente para evitar mayores impactos al ambiente; y, deben ser proporcionales al objetivo buscado, siendo que el tipo, calidad y cantidad de acciones ejecutadas deben lograr la atenuación del impacto causado.

²¹⁷ Anexo 1 del Reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N°019-2009-MINAM, concordado con el Artículo 4° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N°015-2006-EM.

332. En este orden de ideas, las acciones de mitigación y/o control deben ser eficientes respecto al evento o accidente ambiental, por tratarse de acciones oportunas y proporcionales a fin de atenuar el impacto ambiental generado al ambiente.

IV.8.1 Análisis de los hechos materia de imputación

333. Tal como ha sido señalado en los antecedentes de la presente resolución, el 1 de julio de 2014 Petroperú puso en conocimiento del OEFA y de otras autoridades, que había ocurrido un derrame de petróleo crudo en el kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

334. En el presente acápite corresponde determinar si Petroperú detectó y controló a tiempo el derrame de petróleo, conforme a lo señalado en el Plan de Contingencia. Para ello se evaluarán los siguientes aspectos:

- (a) Mecanismos de detección de derrames en el Tramo I del Oleoducto Norperuano.
- (b) Acciones de detección y control ejecutadas por Petroperú en el kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano desde el 22 de junio de 2014, fecha en la cual ocurrió la primera alerta de un supuesto derrame.

a) **Mecanismos de detección de derrames en el Tramo I del Oleoducto Norperuano**

335. De lo acreditado en la Imputación N° 1, el derrame se debió a un proceso corrosivo externo, el mismo que se aceleró al encontrarse desprotegida la unión soldada de la tubería del Oleoducto. Conforme a ello, en la presente imputación corresponde analizar si dicho derrame o indicios del posible derrame, pudieron ser detectados o controlados de manera inmediata por Petroperú.

336. En tal sentido, de la documentación que obra en el expediente, esta Dirección considera que la fuga pudo haber sido detectada oportunamente mediante la verificación de las siguientes tres (3) situaciones:

- Caída de presión del bombeo detectada por el Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas (en adelante, SCADA)²¹⁸: Caída de precisión del bombeo de petróleo crudo.
- Diferencia entre la cantidad de petróleo crudo bombeado desde la Estación 1 y la cantidad recibida en la Estación 5 (Recepción de barriles de petróleo crudo).
- Caída de presión de succión para operar la motobomba.

337. A continuación, se procede a analizar cada una de estas tres (03) situaciones,

²¹⁸ Decreto Supremo N° 081-2007-EM, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos

Artículo 2.- Definiciones

Para los efectos de estas Normas de Seguridad se entenderá por:

(...)

2.23 SCADA: (Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas (Supervisory, Control and Data Acquisition): Es un sistema utilizado para recolectar información en tiempo real desde sensores instalados en el Ducto y exhibir estos datos en los monitores para el control y supervisión desde lugares remotos. Sirve para activar los sistemas de protección, paradas automáticas y control en casos de accidentes o emergencias.

valorando los argumentos presentados por la Dirección de Supervisión y por el administrado.

a.1) Caída de presión del bombeo de petróleo crudo

338. De manera introductoria, corresponde indicar que las caídas de presión del bombeo de petróleo crudo son variaciones transitorias o permanentes que ocurren durante el transporte o por fallas en la tubería.

339. En sus descargos, Petroperú reconoce que ocurrió una caída de presión de bombeo que fue detectada por el SCADA; no obstante, precisa que el descenso de la presión por sí mismo no permite afirmar que existe una fuga de petróleo, pues una caída de presión puede ser causada por varios factores, tales como²¹⁹:

- Cambio de *batch* a consecuencia de lo cual varían las características del petróleo crudo y la presión de descarga en función a la mayor o menor viscosidad del fluido transportado.
- Abastecimiento de la cámara de lanzamiento de raspatabos, lo que genera una pequeña disminución de la presión de descarga en un corto tiempo.
- Variaciones de condiciones climáticas (la viscosidad del petróleo crudo varía en función de la temperatura).
- Variación en el caudal de bombeo.
- Bolsones de petróleo crudo con mayor viscosidad que el promedio bombeado o con alto contenido de parafinas, lo que genera una caída en la presión de bombeo al ofrecer mayor resistencia a ser bombeado.

340. Petroperú agrega que la caída de presión no necesariamente representa una rotura y fuga de petróleo, pues para ello debe prolongarse en el tiempo y no recuperarse rápidamente durante el bombeo. Asimismo, señala que el SCADA no permite localizar y detectar fugas de petróleo crudo durante su transporte²²⁰.

341. Al respecto, cabe señalar que de acuerdo a la legislación en la materia, el SCADA es un sistema de uso obligatorio que debe ser empleado por los sistemas de transporte y los ductos que atraviesan áreas susceptibles al daño²²¹. Es utilizado para la adecuada operación y control del transporte de hidrocarburos por ductos, controlando los parámetros de caudal y presión (despacho y recepción) en todas las

²¹⁹ Página 25 del Informe Técnico N° OLEO-863-2014: Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID Folio 1275 del Expediente.

²²⁰ Páginas 22 a 27 del Informe Técnico N° OLEO-863-2014: Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID.

²²¹ **Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, publicado el 22 de noviembre del 2007**

"Artículo 21.- Obligación de contar con Sistemas SCADA

Los Sistemas de Transporte y los Ductos que atraviesan Áreas de Alta Consecuencia, deben estar equipados con un Sistema Automático de Supervisión, Control y Lectura de Parámetros a Distancia (SCADA), acorde con la longitud, capacidad y el riesgo que impliquen. En el diseño de la instrumentación de campo y el sistema SCADA, debe incluirse los dispositivos necesarios para implementar un sistema automático de detección de fugas en el Ducto.

En los casos de las Líneas Submarinas, si se decide implementar métodos de detección de fugas, que no correspondan a la descripción del sistema SCADA, esto será solicitado por el Operador y aprobado por OSINERGMIN.

Las salas de control de las Estaciones deben contar con sistemas de detección de humo, mezclas explosivas, fuego, y otros que fueran aplicables, los cuales deberán estar interconectados al sistema SCADA.

El sistema SCADA deberá cumplir con el API 1130 "Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines" y API 1164 "SCADA Security".

Puede considerarse en el diseño el sistema de seguridad del Nivel Integral de Seguridad - SIL para el control de emergencias (IEC 61508)."

estaciones de bombeo. Asimismo, en la página 70 del PAMA de Petroperú se establece que dicha empresa debía implementar sistemas automáticos de detectores de fuga de crudo, con la finalidad de evitar riesgos de derrames por demora en las acciones de contingencia.

342. En atención a lo señalado por Petroperú, debe tenerse presente que las caídas de presión del bombeo de petróleo crudo detectadas con el SCADA pueden ser clasificadas en usuales e inusuales. Las primeras están relacionadas a las oscilaciones o variaciones transitorias de presión del bombeo de petróleo crudo ocurridas durante el transporte. Estas caídas son moderadas y retornan rápidamente a su condición original o normal de bombeo.
343. En consideración a lo mencionado, los factores mencionados por Petroperú corresponden a ejemplos de caídas de presión usuales²²².
344. Por otro lado, las bajas de presión inusuales se presentan cuando existen fallas operativas que se manifiestan principalmente en un descenso súbito de presión del bombeo mientras este dure. Esta circunstancia anómala amerita una parada inmediata del bombeo y la activación del Plan de Contingencia.
345. En consideración a lo señalado, la caída brusca de presión durante el bombeo constituye una señal de alarma implícita respecto a una posible existencia de fuga. Esta señal debe ser considerada como una alarma temprana para la detección de potenciales fallas en el funcionamiento del sistema (sea un derrame o alguna otra falla en el ducto); es decir, esta alerta no puede ser considerada como una situación que se encuentra dentro del margen de error propio del sistema, sino que dada la condición extrema (caída abrupta de presión) debe prestársele especial atención en aras de determinar si es producto o no de la existencia de una falla operativa, la cual eventualmente podría calificarse como una fuga de petróleo.

a.2) Recepción de barriles de petróleo crudo

346. Petroperú señala que el hecho de que el 22 de junio del 2014, fecha en la cual ocurrió la primera alerta de un posible derrame, no se hayan recibido barriles en la Estación 5, no es una señal de fuga de petróleo, puesto que el balance volumétrico no se realiza mediante la comparación entre las boletas de despacho de la Estación 1 y las de recepción de la Estación 5, en atención a las siguientes razones:
 - El petróleo crudo en el Oleoducto está contenido en *batches* de crudos Maynas, Piraña y Residual Selva.
 - El bombeo es intermitente, es decir, existe una periodicidad de bombeo dependiendo de los volúmenes entregados.
347. Petroperú agrega que el reinicio de bombeo en la Estación 1 puede ocurrir cuando este corresponda al inicio de un *batch*, terminación de un *batch* o la continuación de uno ya iniciado en un bombeo anterior. Es decir, se puede generar uno nuevo o cerrar la boleta de bombeo, o continuar con uno ya existente hasta completar el *batch* programado.
348. Por último, menciona que la medición entre los barriles bombeados a la Estación 1 y

²²² Como son: cambio de *batch*, abastecimiento de la cámara de lanzamiento de raspatabos, variaciones de condiciones climáticas, variación en el caudal de bombeo, bolsones de petróleo crudo con mayor viscosidad que el promedio bombeado o con alto contenido de parafinas

los recibidos en la Estación 5 no se realiza mediante la comparación de las boletas de despacho de la Estación 1 y las de recepción de la Estación 5; sino que se realiza mediante un balance volumétrico global, el cual deberá indicar, en un mismo periodo de operación de despacho y recepción, la cantidad total bombeada respecto a la cantidad total recibida.

349. Al respecto, un *batch* es una cantidad de tipo de petróleo que se desplaza en compartimientos al interior del Oleoducto. Asimismo, y conforme lo señala Petroperú, el Oleoducto puede transportar más de un *batch*; es decir, mientras se espera recibir la finalización de un *batch* en la Estación 5, paralelamente podría estar empezando otro en la Estación 1 y así sucesivamente. Lo indicado se expresa en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 11. Distribución y desplazamiento de *batches* en el ducto



Elaboración: DFSAI - OEFA.
Fuente: Petroperú.

350. En este sentido, en una operación normal, independientemente del tipo de petróleo que se haya despachado o recibido (Estaciones 1 y 5), **las cantidades registradas en cada una de las estaciones (bombeado y recibido) deben ser las mismas**, cumpliéndose de este modo el balance volumétrico de las cantidades despachadas y recibidas por un periodo determinado (**la cantidad que ingresa al ducto debe ser igual a la cantidad que sale del ducto**).
351. Para tener un control de lo transportado en el ducto se utilizan las boletas de recepción y despacho con la finalidad de registrar la cantidad de petróleo crudo bombeado y la fecha y hora de inicio y final de bombeo. Ello permite comparar el total de petróleo bombeado de la Estación 1 y recibido en la Estación 5 (considerando el mismo tiempo de operación²²³).
352. En tal sentido, y tal como lo señala Petroperú, el balance volumétrico no puede ser realizado únicamente mediante la comparación de las boletas de un mismo día sino que este debe ser analizado de manera global, lo cual involucra a las operaciones de despacho y recepción de todo un periodo.
353. Por tanto, la diferencia en la recepción de barriles respecto de la cantidad de petróleo bombeado, consiste en una situación anómala, que debe ser alertada al titular de la

²²³ Cabe mencionar que el tiempo de operación ocurre de manera simultánea en el despacho y recepción de petróleo crudo.

operación. Si bien dicha diferencia podría originarse por otras causas, debe descartarse de manera cierta y contundente la existencia de un potencial derrame.

a.3) Caída de presión de succión para operar la motobomba

354. En el Informe Final de Emergencias Ambientales²²⁴, Petroperú reconoce que la caída de presión de succión para operar la motobomba principal 1MB-1M es una señal de la existencia de una falla en la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano, al señalar que:

“(…) ésta [la motobomba] no entra en operación por *baja de presión de succión situación que presupone la existencia de una posible falla en la tubería del Tramo I*”. (28 de junio de 2014)

(El énfasis es agregado)

a.4) Conclusiones

355. De lo expuesto en los literales a.1), a.2) y a.3), en el presente caso se puede concluir que el conocimiento de alguna de estas tres situaciones era motivo suficiente para que el titular adoptase medidas de detección y control de una posible fuga de petróleo:

- La caída brusca de presión de bombeo de petróleo.
- La diferencia en la cantidad de petróleo bombeado desde la Estación 1 y la cantidad de petróleo recibido en la Estación 5.
- La caída de presión de succión de la motobomba.

356. En tal sentido, el conocimiento de alguno de estos tres (3) factores mencionados debió haber generado una respuesta inmediata y con carácter preventivo por parte del titular de la operación :

- Si no había un derrame o fuga, determinar inmediatamente las acciones de control pertinentes que desestimen la existencia de una falla en el sistema.
- Si había un derrame o fuga, contener y suspender el paso del petróleo para evitar o disminuir los impactos generados en el ambiente en donde se encuentra ubicado el ducto.

b) *Análisis de acciones de detección y control ejecutadas por Petroperú en el kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano desde el 22 de junio de 2014, fecha en la cual ocurrió la primera alerta de un supuesto derrame*

357. En el presente literal corresponde analizar las tres (3) situaciones mencionadas previamente (la caída brusca de presión de bombeo, la diferencia en la cantidad de petróleo bombeado desde la Estación 1 y la cantidad de petróleo recibido en la Estación 5 y la caída de presión de succión para operar la motobomba) a fin de determinar desde cuándo Petroperú se encontró en la posibilidad de detectar y, en consecuencia, controlar el derrame de petróleo ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

²²⁴ Folio 884 del expediente.

358. El análisis se realizará en atención de los siguientes medios probatorios que obran en el expediente:

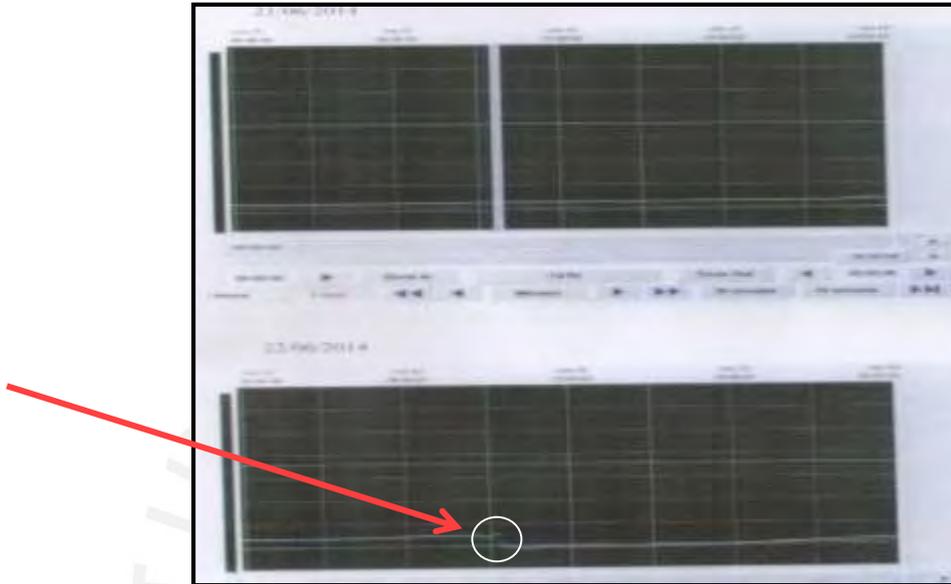
- Reporte Final de la Emergencia Ambiental elaborado por Petroperú, que contiene las acciones realizadas por dicha empresa en función al derrame de petróleo crudo. Su contenido es recogido en los descargos presentados por Petroperú en el presente procedimiento.
- Cuaderno de reporte diario del operador de la Estación 1, que contiene el registro de los eventos ocurridos en la Estación 1 del Oleoducto Norperuano. Este documento recoge todos los eventos que puedan suscitarse durante las operaciones del Oleoducto relacionadas al nivel de presión de bombeo (cargas, descargas, parada de bombeo), cierres de válvulas, posibles emergencias, entre otras.
- Cuaderno de reporte diario del operador de la Estación 5, que contiene el registro de los eventos ocurridos en la Estación 5 del Oleoducto Norperuano. Este documento recoge todos los eventos que puedan suscitarse durante las operaciones del Oleoducto relacionados al nivel de presión de bombeo (cargas, descargas, parada de bombeo), cierre de válvulas, posibles emergencias, entre otros.
- Registro SCADA que consigna la baja de presión desde el día 22 de junio de 2014. Este documento muestra los registros de aumento y baja de presión (parámetros frecuencia, volumen y presión) que podrían haberse ocasionado como consecuencia de la rotura del ducto.
- Boletas de recepción y despacho de las Estaciones de bombeo 1 y 5, las cuales muestran los registros del volumen diferencial de crudo bombeado desde la Estación 1 y lo recibido en la Estación 5 durante un periodo determinado de bombeo.
- Escrito de descargos de Petroperú de fecha 27 de agosto de 2014, y los demás escritos de descargos en el procedimiento administrativo, respecto a la Imputación N° 2.
- Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID elaborado por la Dirección de Supervisión el 26 de setiembre de 2014, mediante el cual se responde los descargos de Petroperú presentados el 27 de agosto de 2014.
- Informe Técnico N° OLEO-863-2014: Análisis, comentarios y argumentos al Informe de Supervisión N° 379-2014-OEFA/DS-HID, elaborado y presentado por Petroperú el 29 de octubre de 2014.

359. En ese sentido, corresponde analizar los acontecimientos relacionados al derrame ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Norperuano.

b.1) Eventos ocurridos el 22 de junio de 2014

360. En el Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID²²⁵, la Dirección de Supervisión señala que según el SCADA, el 22 de junio de 2014, aproximadamente a las 9:00 horas²²⁶, se registró una **caída brusca en la presión de bombeo** de 53,1 Kg/cm² a 3,5 Kg/cm² de petróleo, conforme se aprecia a continuación:

Gráfico N° 12



Elaboración: DFSAI - OEFA
Fuente: Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID. Diagrama del SCADA de Petroperú.

361. Tal como se aprecia, estas gráficas son registradas e impresas para llevar el control de la situación de la presión de bombeo y se mantienen como historial de datos o eventos críticos según corresponda. Ello permite que los operadores tomen una decisión inmediata y no se llegue a los máximos o mínimos de presión.
362. De acuerdo al Reporte Final de Emergencia Ambiental elaborado por Petroperú, dicha caída de presión fue detectada a las 16:15 horas del 22 de junio del 2014; y a las 16:20 horas del mismo día se procedió a paralizar de emergencia el bombeo a la Estación 5²²⁷ (unidad 1MB-2M) y a cerrar las válvulas a la salida de la estación, conforme se aprecia a continuación²²⁸:

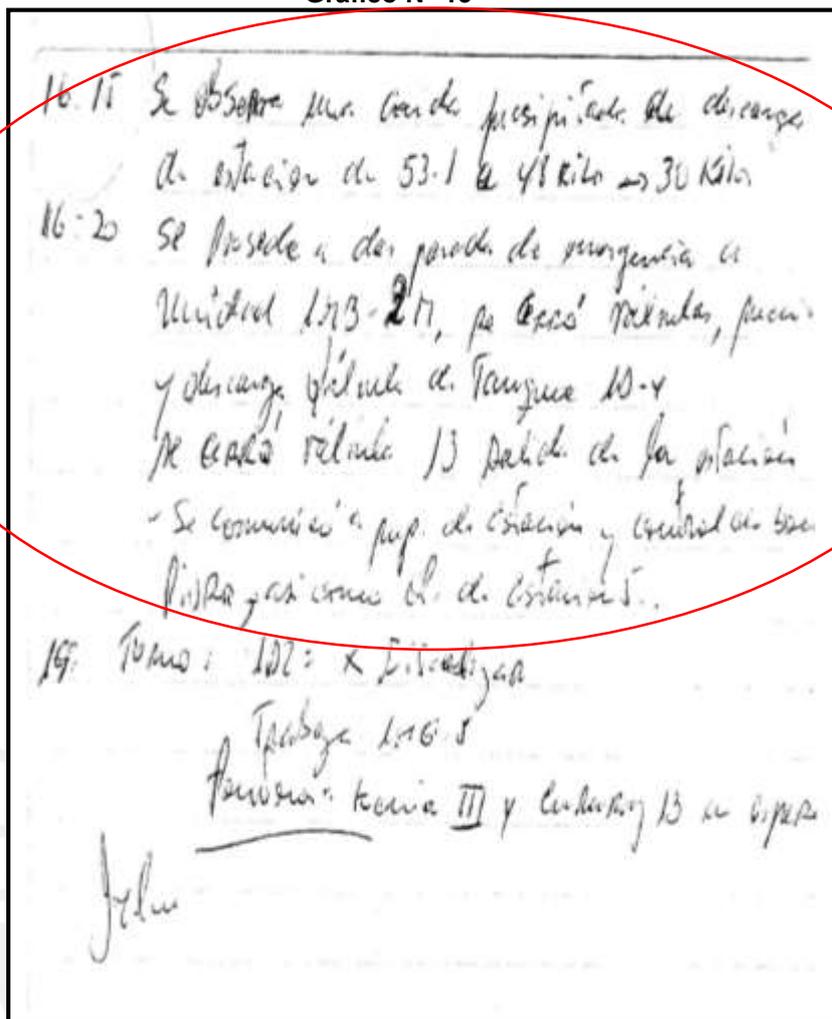
²²⁵ Folios 823 a 834 del expediente.

²²⁶ Folio 828 reverso del expediente.

²²⁷ Folio 1031 del expediente.

²²⁸ 16:15 horas: "Se observa una cauda precipitada de descarga de estación de 53.1 a 48 kilos -30 kilos".
16:20 horas: "Se procede a dar parada de emergencia a unidad 1mb-2M, se cerró válvulas, parada y descarga, válvula de tanque 10-4, se cerró válvula 13 salida de la estación. Se comunicó a operador de estación y control de bombeo"

Gráfico N° 13



Elaboración: DFSAI – OEFA.
 Fuente: Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID. Ticket de despacho y recepción. Petróleos del Perú S.A. – Petroperú.

“Transcripción: 16:15 Se observa una caída precipitada de descarga de estación de 53.1 a 48 kilo – 30 kilos
 16:20 Se procede a dar parada de emergencia a unidad 1MB-2M, se cerró válvulas, presión y descarga, válvula de tanque 1A-Y, se cerró válvula 13 salida de la estación, se comunicó a personal de estación y control de (...) así como el de estación 5. (...)”

363. Tratándose de los **barriles de petróleo despachados** desde la Estación 1 y recibidos en la Estación 5, la Dirección de Supervisión indica que el bombeo fue irregular y que la diferencia entre lo bombeado y lo recibido ascendió a 3 445 barriles²²⁹.
364. De lo señalado por la Dirección de Supervisión, el día 22 de junio de 2014 se podía advertir la existencia de dos (2) señales que alertaban sobre una posible fuga de petróleo en el Tramo I del Oleoducto Norperuano (caída de presión y falta de recepción de barriles). Entonces, corresponde verificar cuáles fueron las acciones adoptadas por Petroperú frente a dichas circunstancias que alertaron la detección de una posible fuga de petróleo.

²²⁹ Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID. Folios 823 a 834 del Expediente.

365. Con relación a la caída de presión, en efecto, el SCADA **registró** una caída a las **9:00 horas**, la cual fue **advertida** por Petroperú a las **16:15 horas**, y prosiguió con la **paralización** del bombeo de petróleo a las **16:20 horas**. No obstante, esta demora de 7:20 horas, desde que se activó la alarma del SCADA (caída de presión) hasta que se dispuso la paralización del bombeo, es injustificada pues Petroperú pudo y debió paralizar el bombeo de petróleo de manera inmediata.
366. Lo señalado se justifica en que las alarmas del sistema SCADA son reconocibles a través de los gráficos y tienen la capacidad de notificación inmediata de alarmas críticas al personal específico, mediante el envío de mensajes de alarmas a dispositivos móviles, satelitales o fijos.
367. Respecto al despacho y recepción de barriles, tal como se ha señalado anteriormente, el análisis de las boletas debe ser global y por un periodo determinado, por lo que a continuación se analizan los despachos y recepciones desde el 3 al 22 de junio del 2014²³⁰ (mes en el que ocurrió el derrame):



²³⁰ Se presenta hasta el 22 de junio del 2014, debido a que días posteriores la empresa no habría bombeado petróleo.

Cuadro N° 17. Balance volumétrico del 03 al 22 de junio de 2014

N°	BOMBEO-ESTACIÓN N° 01 (SARAMURO)					RECIBIDO-ESTACION N° 05 (SARAMIZA)				
	FECHA INICIO	FECHA FINAL	HORAS BOMBEO	BOMBEO (barriles)	API	FECHA INICIO	FECHA FINAL	HORAS RECIBO	RECIBO (barriles)	API
1	03.06.2014 00:10					03.06.2014 00:10				
	4					4				
		05.06.2014 11:20	59.2	22,541.0	20		05.06.2014 11:20	59.2	22,566.0	21.5
	07.06.2014 08:20					07.06.2014 08:20				
2		08.06.2014 11:30	27.2	8,648.0	20		08.06.2014 04:29	20.2	6,056.0	23.1
						08.06.2014 04:29	08.06.2014 11:30	7	2,526.0	19.6
3	09.06.2014 11:31					09.06.2014 11:31				
	10					10				
	11					11				
	12					12				
	13					13				
		14.06.2014 05:00	113.5	63,899.0	19.9		14.06.2014 13:15	121.75	64,579.0	19.8
4	14.06.2014 05:10					14.06.2014 13:40				
		15.06.2014 23:45	42.5	25,274.0	21.9		15.06.2014 18:22	29	19,481.0	23.2
						15.06.2014 18:22				
5	16.06.2014 09:25					16				
	17					17				
		18.06.2014 06:30	45.35	36,640.0	20.8	18				
18.06.2014 06:00										
6	19					19				
	20					20				
	21					21				
		22.06.2014 13:50	103.83	82,697.0	20.8		22.06.2014 09:15	158.88	120,424.0	20.9
7	22.06.2014 13:50	22.06.2014 16:20	2.5	2,444.0	20.9	22.06.2014 09:15	22.06.2014 17:35	08:20	5,889.0	23.1
	TOTAL			242,143.0					241,521.0	

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA
Fuente: Información presentada por Petroperú

368. Del análisis del balance volumétrico del 3 al 22 de junio del 2014, se aprecia que del total de barriles bombeados por la Estación N° 1 y los recibidos en la Estación N° 5, existe una diferencia de 378 barriles de petróleo, los cuales no necesariamente son considerados como pérdida, sino que pueden ser considerados como remanentes o sobrantes de petróleo que quedan almacenados en los *batches*. No obstante, la baja de presión registrada en el SCADA resultaba una señal suficiente para advertir una posible pérdida de petróleo

369. Por último, en el expediente no obran medios probatorios (directos, ni indirectos o sucedáneos) de que Petroperú hubiese inspeccionado la zona para detectar físicamente la falla que ocasionó la caída intempestiva de presión y que originó la parada de bombeo. En otras palabras, Petroperú no realizó acciones a fin de detectar

o descartar una posible fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, como por ejemplo, inspecciones por vía aérea, terrestre y fluvial.

370. En conclusión, se ha verificado que el 22 de junio de 2014:

- A pesar que del balance volumétrico del 3 al 22 de junio de 2014 no es posible determinar una pérdida de petróleo en la Estación 5, el SCADA registró una caída brusca de presión a las 9:00 horas, la cual **constituía un primer indicio de existencia de una fuga de petróleo**, que no fue detectada ni controlada.
- No se ha comprobado que Petroperú haya realizado acciones de manera inmediata a partir de la bajada de presión abrupta, a fin de detectar o descartar una posible fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, como por ejemplo, inspecciones por vía aérea, terrestre y fluvial.

b.2) Eventos ocurridos el 23 de junio de 2014

371. En sus descargos y en el Reporte Final de Emergencias Ambientales, Petroperú señala que continuó con las inspecciones desde la Estación 1 hasta el kilómetro 159 con dos frentes de trabajo, no habiendo detectado ninguna señal de fuga de petróleo crudo en el Tramo I del Oleoducto Norperuano²³¹. Agrega que realizó indagaciones en localidades del trayecto y que se entrevistaron con pobladores de distintas localidades.

372. De lo actuado en el expediente no se advierten medios probatorios ni indicios que permitan acreditar que Petroperú, en efecto, realizó inspecciones a la zona el 23 de junio de 2014. De haber efectuado tales inspecciones desde el cruce del Tramo I del Oleoducto Norperuano con el río Cuninico kilómetro 39+584 en ambas direcciones (es decir, patrullajes en dirección hacia la Estación 1 y en dirección a la Estación 5) se hubiese encontrado en la capacidad de detectar la fuga de petróleo existente en la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto, más aún cuando el 22 de junio de 2014 se habían reportado fallas de presión en el Tramo I del Oleoducto Norperuano.

373. Estas acciones necesariamente debieron ser cumplidas, pues existía una alta probabilidad que el derrame pudiese estar impactando el ambiente o a poblaciones cercanas.

374. En conclusión, no se aprecia que Petroperú haya adoptado acciones para detectar y controlar la señal de fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, la cual fue alertada el 22 de junio del 2014 a las 9.00 horas por el sistema SCADA.

b.3) Eventos ocurridos el día 24 de junio de 2014

375. La Dirección de Supervisión indicó que Petroperú realizó un bombeo de 494 barriles de petróleo desde la Estación 1 hacia la Estación 5, los cuales no fueron recibidos por esta última. Ello indicaría que dichos barriles se habrían derramado o perdido, conforme se aprecia a continuación²³²:

²³¹ Folio 216 y 883 del expediente.

²³² Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID. Folio 831 reverso del Expediente.

Cuadro N° 18

N°	Inicio Bombeo	Final Bombeo	Bombeo (horas)	Bombeo (barriles)	RECIBIDO (Estación N° 05)	faltante
8	24.06.2014 11:30	24.06.2014 12:45	1.25	494	NO HUBO RECIBO DE CRUDO (*)	-494

Elaboración: DFSAI – OEFA.

Fuente: Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID. Dirección de Supervisión del OEFA.

376. En sus alegatos, Petroperú señala que:

- Efectuó una prueba parcial del sistema de bombeo (sin utilizar motobomba) con el objetivo de probar el sistema y detectar una posible fuga en la tubería, para lo cual procedió a operar con una electrobomba de refuerzo 1G-7 y un tanque 1D-4 desde las 11:50 hasta las 12:00 horas (10 minutos), ingresando un volumen de 494 barriles de petróleo para desplazarlos por la tubería.
- Luego de haber efectuado la prueba de detección de fuga, descartó la existencia de un problema operativo en la Estación 1 que haya ocasionado un descenso repentino de la presión de descarga el día 22 de junio de 2014²³³.
- Concluyó que el petróleo crudo (495 barriles) no llegó al punto de rotura debido a una diferencia de altitudes entre la Estación 1 (121,5 msnm) y el lugar de rotura de la tubería en la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano (125 msnm), es decir, una diferencia de 3,5 metros.

377. Al respecto, para evaluar los argumentos presentados por Petroperú, corresponde conocer la diferencia entre la operación del inicio del bombeo de petróleo crudo y la operación de prueba de detección de fugas de petróleo.

378. La operación del **inicio del bombeo de petróleo** crudo se divide en tres acciones:

- Acciones preparatorias: uso de equipo de bombeo, llenado de línea de succión y llenado de la línea de descarga.
- Inicio de bombeo: arranque de la unidad principal de bombeo (motobomba), apertura de la válvula de descarga y desplazamiento de petróleo crudo.
- Verificación: lectura de presión de succión, lectura de presión de descarga²³⁴ y lectura de caudal.

379. Por su parte, la operación de la **prueba de detección de fugas** con petróleo crudo se divide en dos acciones:

- Acciones preparatorias: inspección de válvulas de cierre, uso de equipo de bombeo y llenado de la línea de descarga (hasta la presión de prueba).
- Prueba de detección de fugas: registro de presión en tiempo cero, registros de presión en intervalos de tiempo (de acuerdo al procedimiento) y evaluación de los registros de presión²³⁵.

²³³ Ver página 27 del Informe Técnico N° OLEO-863-2014: Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID.

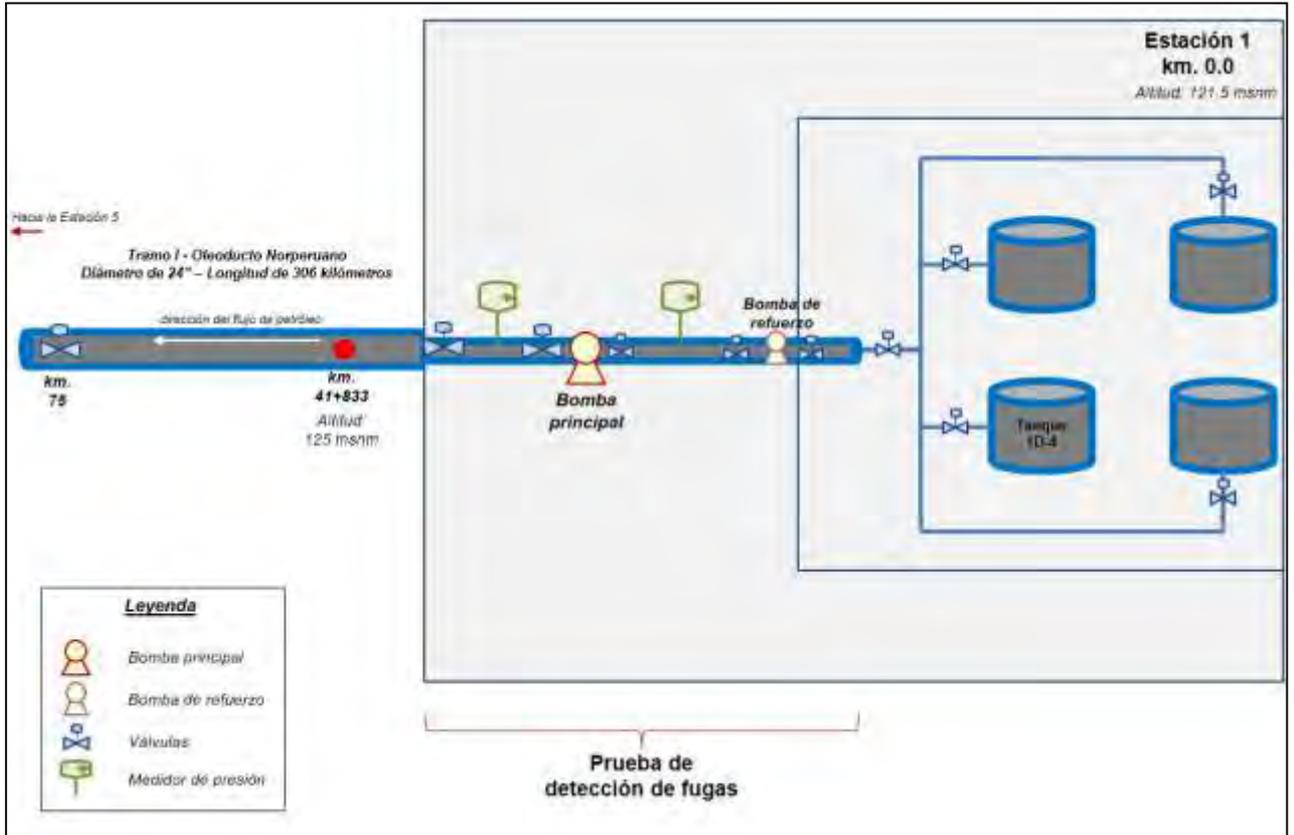
²³⁴ En caso de que la presión de descarga no llegue a estabilizarse, es decir, se mantenga por debajo de la presión normal de operación, se estaría frente a una situación de posible rotura y fuga de petróleo crudo en la línea de descarga, obligando a parar el bombeo.

²³⁵ En caso la evaluación indique la existencia de fugas, se debe actuar de inmediato para detener el derrame.

380. En tal sentido, se aprecia que para la operación del inicio del bombeo se arranca una unidad principal (tanque o motor). Por su parte, para la operación de prueba de detección de fugas solo se realiza el llenado de la línea de descarga.

381. Lo mencionado se aprecia gráficamente a continuación:

Gráfico N° 14. Prueba de fuga de petróleo en la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano



Elaboración: DFSAI- OEFA
Fuente: DFSAI- OEFA

382. Ahora bien, de la revisión de la Boleta N° E1-BET5-0066-2014²³⁶ correspondiente a la Estación N° 1, se observa que Petroperú realizó las acciones preparatorias para **una prueba de detección de fugas** que consistieron en el empleo de una bomba de apoyo y el llenado de la tubería con 494 barriles de petróleo provenientes del tanque 1D-4 de la Estación 1 entre las 11:30 y 12:45 horas. En las observaciones de la boleta se indica que el desplazamiento de petróleo fue realizado **con el objetivo de detectar fugas en la tubería**²³⁷ (bombeo con IG7 y válvulas abiertas de la unidad 1MB-1M), como se aprecia a continuación:

²³⁶ Folio 385 del Expediente.

²³⁷ La prueba de detección de fugas es un procedimiento que permite evaluar y determinar la hermeticidad de un ducto o recipiente.

Gráfico N° 15

PETROLEOS DEL PERU S.A. OPERACIONES OLEODUCTO				
BOLETA DE RECEPCION/DESPACHO N° E1-BETS-0066-2014				
LUGAR: ESTACION 1		N° TANQUE: 104		
FECHA: 24/06/2014		N° EMBAQUE:		
NIVEL	VOLUMEN OBSERVADO	TEMP. °F FACTOR	VOLUMEN A 60 °F	VOLUMEN NETO
INICIAL 41-03-0	43,800.30	76.0		
AGUA 00-00-0	161.23			
DIA 24/06/2014				
HORA 11:30	43,639.07	0.99336	43,350	43,220
FINAL 40-10-2	43,380.90	81.0		
AGUA 00-00-0	161.23			
DIA 24/06/2014				
HORA 12:45	43,219.67	0.99157	42,855	42,729
DIFERENCIA			495	494
INICIAL API Obs.: 22.8 Temp.: 68.0 API 60°F: 21.6 DSW: 0.300 SAL: 4.82				
FINAL API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.8 DSW: 0.300 SAL: 4.82				
MUESTRA REPR. DE LINEA Asufre:				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 DSW: 0.300 SAL: 4.82				
OBSERVACIONES FUERDE PARA DETECTAR FUGA DE CRUDO LINEA PRINCIPAL, SIN BOMBEO. SE LO CON 10-7 Y VALVULAS ABIERTAS DE LA IHD-1M, SOLICITADOS POR SR. ARTURO FERNANDEZ ALBERCA.				
PETROPERU PREPARADO POR: REVISADO POR: <i>CRISTIAN MONS DELAMA</i> FISCAL SENES SUPERVISOR		OTROS <i>WILSON REZA TULLANA</i> Sup. Produccion Fisapebol		

Se precisa que la boleta es respecto a una prueba para detectar fugas de petróleo.

Elaboración: DFSAI - OEFA
Fuente: Petroperú.

383. De lo actuado en el expediente se verifica que el 24 de junio de 2014 Petroperú no realizó acciones de bombeo sino que efectuó acciones preparatorias propias del inicio del bombeo, destinadas a detectar problemas internos en la Estación 1. Lo mencionado se justifica en que no se advierte que el llenado se haya realizado en todo el recorrido de la tubería del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
384. En efecto, el propio administrado ha señalado que **los 495 barriles** de petróleo ingresados a la tubería **no llegaron a la Progresiva del Kilómetro 41+833²³⁸**, lugar donde se ubica la rotura de la tubería.
385. De acuerdo a lo indicado, esta Dirección considera que la prueba de fuga de petróleo fue parcial debido a que se restringió a verificar el funcionamiento de la Estación 1 (así también ha sido reconocido por el administrado) y no continuó con la revisión de la tubería hasta la Estación 5 a fin de descartar con certeza la existencia de una fuga en dicho tramo.

²³⁸ Página 27 del Informe Técnico N° OLEO-863-2014: Análisis, comentarios y argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID, folio 1277 del Expediente:

“ARGUMENTO N° 25

(...)

“A pesar que en las condiciones descritas anteriormente, no se efectúa bombeo hacia el Tramo 1, es importante considerar la diferencia de cotas entre la Estación 1, que se encuentra en una altitud de 121.5 msnm y la Progresiva Km 41+833 (lugar de rotura de tubería) que tiene una cota de 125 msnm, lo que nos da una diferencia de 3.5 metros de altura; este hecho por sí mismo, no permite que el crudo llegue hasta el punto de rotura.”

386. Asimismo, la diferencia de altitudes del Tramo I del Oleoducto Norperuano entre la Estación 1 (121,5 msnm) y el lugar de rotura de la tubería en el Kilómetro 41+833 (125 msnm), era un aspecto que Petroperú conocía de manera anticipada, por tratarse de una instalación de su propiedad. En tal sentido, ante la imposibilidad del desplazamiento del petróleo, en todo caso, Petroperú no debió ejecutar la prueba de fuga de petróleo, pues esta no iba a cumplir con la finalidad de detectar la fuga.
387. En conclusión, las acciones adoptadas por Petroperú el 24 de junio de 2014 referidas a la detección de fugas, fueron ejecutadas parcial e insuficientemente, puesto que no lograron detectar y controlar la señal de fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, la cual fue registrada el 22 de junio del 2014.

b.4) Eventos ocurridos el 28 de junio de 2014

388. En el Reporte Final de Emergencias Ambientales²³⁹ Petroperú indica que el 28 de junio de 2014 terminó la inspección del Tramo I del Oleoducto Norperuano sin haber detectado ninguna señal de rotura o fuga de crudo, razón por la cual nuevamente inició las pruebas de bombeo en la Estación 1²⁴⁰.
389. Luego de realizar las maniobras operativas entre la bomba de refuerzo Booster y el tanque 1D-4 (necesarios para el arranque de motobomba principal 1MB-1M), Petroperú indicó en su reporte que **la motobomba no entró en operación debido a la baja de presión de succión de la bomba, situación que le hizo presuponer la existencia de una falla en la tubería del Tramo I**. Ante ello, se inició nuevamente un patrullaje en el Tramo I y cierre de la válvula del Kilómetro 75.
390. El detalle suscrito por Petroperú en el Reporte Final de Emergencias Ambientales es el siguiente:

“El día 28 de junio concluye el patrullaje del tramo I sin haberse detectado ningún indico de rotura o fuga de crudo en el Derecho de Vía, por lo que inician nuevamente las pruebas de bombeo en la Estación 1. Sin embargo, luego de realizar las maniobras operativas entre la bomba de refuerzo (Booster) y el tanque 1D-4, necesarios para el arranque de la motobomba principal 1MB-1M, ésta no entra en operación por baja presión de succión, situación que presupone la existencia de una posible falla en la tubería del Tramo I, por lo que se ejecuta nuevamente un patrullaje fluvial en el tramo I, incluyendo el río Cuninico y se cierra la válvula del Kilómetro 75”.

391. No obstante, y contrariamente a lo señalado en el Reporte Final de Emergencias Ambientales mencionado, Petroperú indicó (en sus alegatos adicionales presentados el 29 de octubre de 2014) que el 28 de junio de 2014 **realizó una operación adicional de llenado de tuberías internas de la Estación 1** en la que utilizó 2 318 barriles de petróleo crudo. A continuación se muestran de manera textual sus descargos²⁴¹:

“El análisis del OEFA no es correcto, por cuanto durante el proceso del día 28 se realizó una operación adicional de llenado de tuberías internas de la Estación 1, utilizando el tanque 1D-4. Hay que hacer notar que el crudo drenado de estas líneas había sido transferido al tanque 1D-1 (Tanque de Residual RIFQ), representando el movimiento de

²³⁹ Folios 883 a 888 del expediente.

²⁴⁰ Ante la caída de presión de succión, Petroperú paralizó el bombeo y cerró las válvulas en el Kilómetro 75 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

²⁴¹ Página 35 del Informe Técnico N° Oleo-863-2014: Análisis, Comentarios y Argumentos al Informe de Supervisión N° 0379-2014-OEFA/DS-HID. Folio 1285 del Expediente.

un volumen de 1715 barriles brutos de crudo y del tanque 1D-4 se realizó un movimiento de 264 barriles brutos de crudo, totalizando el llenado de líneas con un volumen de 1979 barriles brutos de crudo.”

Cuadro N° 19. Volúmenes Drenados de las Líneas

LINEA DE BOMBEO AMARILLA	88
LINEA COLECTOR DE TANQUE 1D-2	283
LINEA COLECTOR A TANQUE 1D-3	452
LINEA COLECTOR DE TANQUE 1D-4	375
LINEA COLECTOR TANQUE 1D-5	452
TRAMPA SCRAPER	65
TOTAL	1715
LINEA DE DESCARGA DE LA ESTACIÓN	264
TOTAL LLENADO TUBERÍA	1979
TICKET E1-BETS-067-2014	2318
FALTANTE	339

Elaboración: DFSAI - OEFA
Fuente: Petroperú

392. En efecto, de la Boleta N° E1-BET5-0067-2014²⁴² se observa que entre las 15:52 y las 17:43 horas del 28 de junio del 2014 se realizó un bombeo de petróleo en la Estación 1, registrándose un nivel inicial de 40-10-2 y un nivel final de 38-08-4, lo que equivale a un desplazamiento de 2 318 barriles de petróleo crudo hacia la Estación 5, que no llegaron a ser recibidos por esta, como se aprecia a continuación:

Gráfico N° 16

NIVEL	VOLUMEN OBSERVADO	TEMP. °F FACTOR	VOLUMEN A 60 °F	VOLUMEN BRUTO
INICIAL 40-10-2	43,380.90	81.0		
AGUA 00-00-0	161.23			
DÍA 28/06/2014				
HORA 15:52	43,219.67	0.99157	42,855	42,726
FINAL 38-08-4	41,107.42	85.3		
AGUA 00-00-0	161.23			
DÍA 28/06/2014				
HORA 17:43	40,946.19	0.98984	40,530	40,408
DIFFERENCIA			2,325	2,318
INICIAL				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
FINAL				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
MUESTRA REPR. DE LINEA				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
OBSERVACIONES				
LLENADO LINEA DESCARGA DE LA ESTACION CON 10-6. BOMBEO CON 100-IN LLENADO LINEA DESCARGA.				
PETROPERU PREPARADO POR:  REVISADO POR: CHRISTIAN NIÑAS DE LAMA FISCAL OEFA SUPERVISOR		OTROS  RONY PARDEDES T. SUPERVISOR PRODUCCION PLUSPETROL		

Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: Petroperú.

242 Folio 384 reverso del expediente.

393. Al respecto, en el Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID, la Dirección de Supervisión indicó que existe una incongruencia en las afirmaciones del administrado pues si se hubiera mantenido la baja de presión en la motobomba (1MB-1M) esta no habría podido entrar en operación y no se hubieran emitido las boletas de despacho y recepción de petróleo de dicha fecha. La Dirección de Supervisión reitera que la diferencia entre el despacho y la recepción fue de 2 318 barriles de petróleo, como se aprecia a continuación:

Cuadro N° 20

	Inicio Bombeo	Final Bombeo	Bombeo (horas)	Bombeo (barriles)	Recibido (Estación N° 05)	Crudo faltante
9	28.06.2014 15:52	28.06.2014 17:43	1.8	2 318	NO HUBO RECIBO DE CRUDO (*)	-2 318

(*) De Estación N° 01, se bombearon 2 318 barriles de crudo, el mismo que no llegó a Estación N° 05.

Elaboración: DFSAI – OEFA.

Fuente: Dirección de Supervisión. – OEFA.

394. De lo señalado en los párrafos precedentes se advierte que Petroperú ha presentado tres (3) versiones distintas de los hechos ocurridos el 28 de junio de 2014 recogidas en los siguientes documentos: el Reporte Final de Emergencias Ambientales, los alegatos adicionales presentados el 29 de octubre de 2014 mediante el Informe Técnico N° OLEO-863-2014 y la Boleta N° E1-BET5-0067-2014 de la Estación 1.
395. De la revisión de dichos documentos se aprecia que solo la Boleta N° E1-BET5-0067-2014 constituye un medio probatorio fehaciente para acreditar los hechos ocurridos el 28 de junio de 2014, pues fue emitida el mismo día de la operación y su finalidad es determinar la fecha y hora de las acciones tomadas en la tubería y la cantidad de petróleo ingresada a la tubería.
396. Cabe precisar que las boletas son documentos internos de “Recepción/Despacho” entre dos (2) estaciones, las que se generan solo cuando se realiza esta operación de bombeo y recepción. Por ello, los datos contenidos en la Boleta N° E1-BET5-0067-2014 generan convicción y certeza de lo ocurrido en dicha fecha toda vez que recogen los hechos que sucedieron en el momento, es decir se trata de información inmediata.
397. En efecto, en la Boleta N° E1-BET5-0067-2014 se evidencia que el 28 de junio de 2014, entre las 15:52 y 17:43 horas, Petroperú realizó un bombeo por una (1) hora y cincuenta y un (51) minutos aproximadamente equivalente a 2 318 barriles, sin haber determinado previa y fehacientemente la causa que generó la caída de presión del 22 de junio de 2014, y sin asegurarse que la tubería no tuviera signos de rotura o corrosión. En tal sentido, Petroperú no debió iniciar un bombeo si previamente no había detectado y controlado las señales de alerta de fuga del día 22 de junio del 2014.
398. De otro lado, tanto el Reporte Final de Emergencias Ambientales como los alegatos adicionales presentados el 29 de octubre de 2014, no generan convicción respecto a los hechos ocurridos el 28 de junio de 2014, por las siguientes razones:
- Ambos documentos contienen declaraciones que no se encuentran respaldadas en medios probatorios de fecha cierta.
 - El Reporte Final de Emergencias Ambientales contiene información inexacta, pues se indica que la baja de presión de succión en la motobomba impidió el bombeo de petróleo; no obstante, de la boleta de recepción/despacho se ha verificado que sí se realizó despacho.

- En los alegatos adicionales presentados el 29 de octubre de 2014, Petroperú señaló que 1 715 barriles de petróleo fueron utilizados para uso interno de la Estación 1 y 264 barriles de petróleo fueron empleados para el llenado de la tubería de descarga; sin embargo, dicha información no fue recogida en la boleta emitida por la operación de la Estación 5 ni en el cuaderno del operador.

399. En conclusión, el hecho de que no se hayan recibido 2 318 barriles de petróleo bombeados desde la Estación 1 hasta la Estación 5 y la baja presión de succión en la motobomba, **constituía el segundo indicio de existencia de una fuga de petróleo, la cual hasta dicha fecha no había sido detectada ni controlada.**

b.5) Eventos ocurridos el 29 de junio de 2014

400. De acuerdo al Cuaderno del operador de la Estación 1 se advierte que a las 03:10 horas se consignó lo siguiente: “*El vigilante de la garita de la vivienda ha recibido comunicación del vigilante E-5 sobre **posible rotura en zona de Cuninico***”²⁴³ (el énfasis es agregado). Dicha comunicación del trabajador de Petroperú constituye una **alerta de fuga de petróleo.**

401. Asimismo, de acuerdo con el Reporte Final de Emergencias elaborado por Petroperú, el 29 de junio de 2014 se constituyó el Comité de Plan de Contingencia contra derrames y se llevó a cabo una reunión de emergencia en la sala de Gerencia Piura del Oleoducto, la cual no configura una acción de control o detección de la fuga de petróleo.

402. En el expediente no obran medios probatorios ni existen señales de que Petroperú hubiera adoptado acciones el 29 de junio de 2014 para detectar y controlar la fuga de petróleo en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. Asimismo, la reunión realizada ese día no se tradujo en acciones suficientes para detectar o controlar las señales de alerta de fuga del 22 de junio del 2014.

b.6) Eventos ocurridos el 30 de junio de 2014

403. De acuerdo con el Reporte Final de Emergencias Ambientales, el 30 de junio de 2014 a las 13:09 horas, Petroperú tomó conocimiento de la presencia de trazas de petróleo crudo en aguas del río Cuninico ubicado a la altura del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, en atención a la comunicación efectuada por el señor Galo Vásquez, Apu de la comunidad de Cuninico. Dicha comunicación del Apu constituye una **nueva alerta de fuga de petróleo.**

404. En el expediente no obran medios probatorios que demuestren que Petroperú hubiera adoptado acciones el 30 de junio de 2014 para detectar (confirmar la alerta de fuga) y controlar (reparar o colocar una grapa de manera provisional en el orificio de la tubería) la fuga de petróleo detectada en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

b.7) Eventos ocurridos el 1 de julio de 2014

405. De acuerdo al Reporte Final de Emergencias Ambientales elaborado por Petroperú, se **detectó la fuga de petróleo** y se reportó al OEFA y a las autoridades competentes.

²⁴³ Folio 1043 reverso del expediente.

406. En el expediente no obran medios probatorios de que Petroperú hubiera adoptado acciones para controlar la fuga de petróleo en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano (por ejemplo, reparación de la tubería o colocar una grapa de manera provisional).

b.8) Eventos ocurridos el 2 de julio de 2014

407. De acuerdo al Reporte Final de Emergencias Ambientales, Petroperú colocó una grapa provisional con la finalidad de detener la fuga de petróleo²⁴⁴.

408. En tal sentido, de los medios probatorios que obran en el expediente se aprecia que el 2 de julio de 2014 Petroperú **controló la fuga** de petróleo que se presentó en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, debido a que la grapa cubrió el orificio por donde discurría el petróleo al ambiente.

b.9) Conclusiones del análisis de los hechos ocurridos entre el 22 de junio al 2 de julio de 2014

409. De los medios probatorios correspondientes al periodo que abarca el 22 de junio al 2 de julio del 2014 en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, se concluye lo siguiente:

- **Primer indicio de existencia de fuga:** El 22 de junio del 2014 el sistema SCADA registró una caída brusca a las 9:00 horas la cual fue detectada por Petroperú a las 16:15 horas, paralizándose el bombeo de petróleo a las 16:20 horas. No obstante, esta demora de 7:20 horas desde la activación de la alarma del SCADA (caída de presión) es injustificada, pues Petroperú pudo y debió paralizar el bombeo de petróleo de manera inmediata.

Ello se justifica en que las alarmas del sistema SCADA son reconocibles y tienen la capacidad de notificación inmediata de contingencias al personal específico, mediante el envío de mensajes a dispositivos móviles, satelitales o fijos.

Asimismo, no se verificó que Petroperú haya realizado acciones a fin de detectar o descartar una posible fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, como por ejemplo, inspecciones por vía aérea, terrestre y fluvial.

- **No se descarta el indicio de fuga:** El 23 de junio del 2014 Petroperú no reinició el bombeo; no obstante, no se aprecia que sus acciones (recorrido de la tubería) hayan logrado detectar ni controlar la señal de fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, la cual fue alertada el 22 de junio del 2014 a las 9.00 horas por el sistema SCADA y paralizado el bombeo de la Estación 1 recién a las 16:20 horas.
- **No se descarta el indicio de fuga:** El 24 de junio del 2014 Petroperú realizó pruebas referidas a la detección de fugas, las cuales fueron ejecutadas de manera parcial e insuficiente, puesto que no lograron el objetivo de detectar y controlar la señal de fuga en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, la cual fue alertada el 22 de junio del 2014.
- **Segundo indicio de existencia de fuga:** El 28 de junio del 2014 no se recibieron 2 318 barriles de petróleo que habían sido bombeados desde la Estación 1 hasta la Estación 5, desde las 15:52 horas hasta las 17:43 horas que fue paralizado.

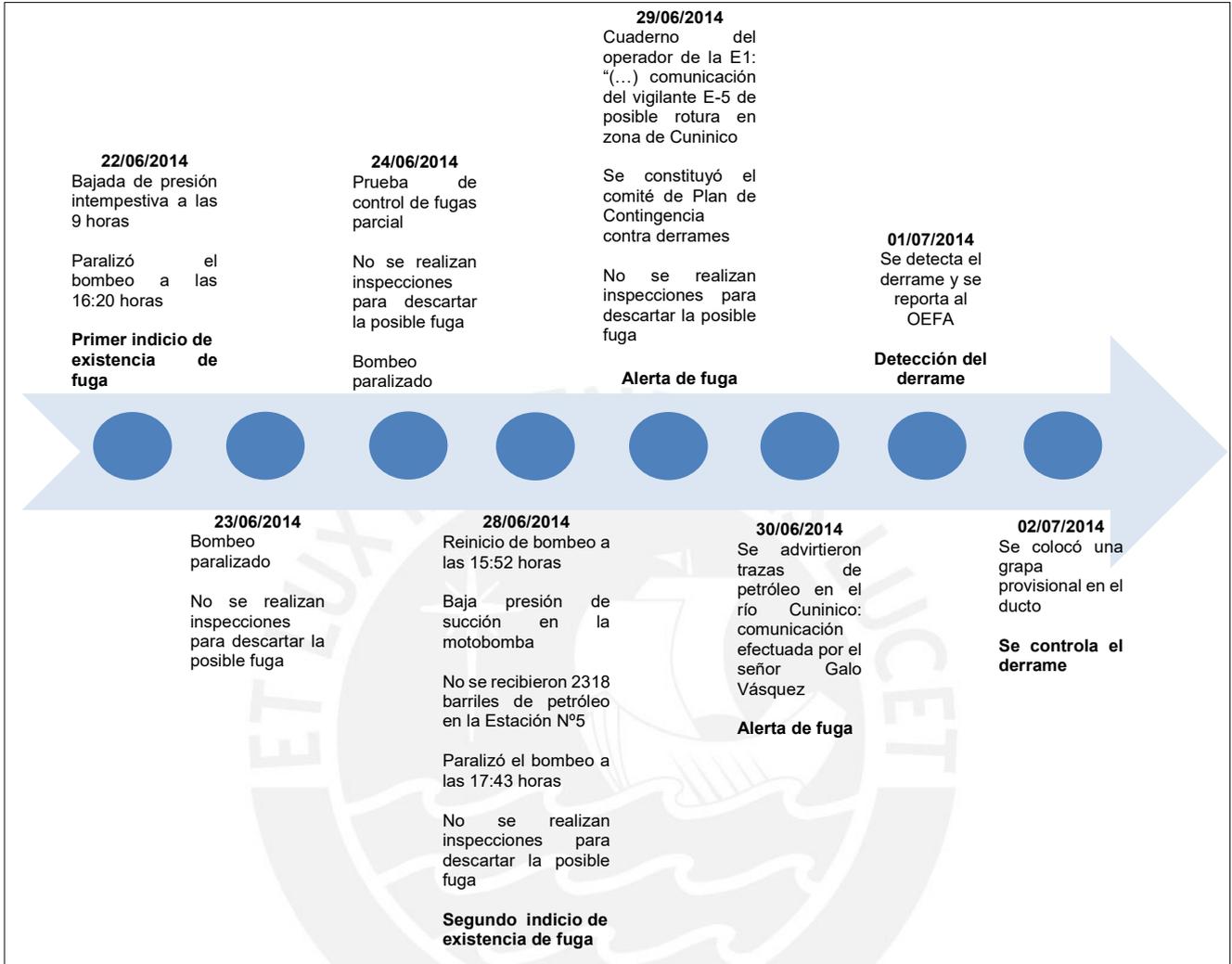
²⁴⁴ Folio 884 del expediente.

Lo mencionado, sumado a la baja presión de succión en la motobomba y a la baja de presión del sistema SCADA del 22 de junio del 2014, evidenció la existencia de la fuga de petróleo. Sin embargo, Petroperú no adoptó acciones para detectar ni controlar la fuga a tiempo.

- **Primera alerta de fuga:** El 29 de junio de 2014 el operador de la Estación 1 advirtió una posible rotura del ducto en la zona de Cuninico. No obstante, Petroperú no adoptó acciones para detectar y controlar la fuga de petróleo en la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. Asimismo, la reunión realizada en la Sala de Gerencia Piura del Oleoducto no fue suficiente para detectar o controlar las señales de alerta de fuga del día 22 de junio del 2014.
- **Segunda alerta de fuga:** El 30 de junio de 2014 Petroperú tomó conocimiento de la presencia de trazas de petróleo crudo en aguas del río Cuninico, en atención a la comunicación efectuada por el Apu de la comunidad de Cuninico. Sin embargo, Petroperú no adoptó acciones para detectar (confirmar) y controlar la fuga a tiempo.
- **Se detecta la fuga:** El 1 de julio de 2014 Petroperú detectó la contingencia y la reportó a las autoridades competentes. Sin embargo, no controló el derrame de petróleo.
- **Se controla la fuga:** El 2 de julio de 2014 Petroperú controló la contingencia colocando una grapa provisional con la finalidad de detener la fuga de petróleo, acción esta que pudo haber sido implementada desde el inicio de la contingencia.

410. Para mejor entendimiento se presenta el siguiente gráfico:

Gráfico N° 17. Línea de tiempo de los acontecimientos ocurridos en las Estaciones 1 y 5 del Oleoducto Norperuano



Elaboración: DFSAI - OEFA
 Fuente: Expediente N.° 1304-2014-OEFA/DFSAI/PAS.

411. En consecuencia, ha quedado acreditado que Petroperú no adoptó las medidas suficientes, necesarias ni oportunas para detectar y controlar la fuga de petróleo que habría comenzado el 22 de junio de 2014.

c) Análisis de otros descargos

412. En el presente caso Petroperú ha indicado que su Plan de Contingencia solo se activa al momento de tener conocimiento del derrame de petróleo crudo, pues no toda falla operativa *per se* implica un derrame de petróleo crudo. De acuerdo a Petroperú, la sola ocurrencia de una falla operativa no activa en ningún caso la ejecución del Plan de Contingencia del Oleoducto Norperuano.

413. Al respecto, una falla operativa es un desperfecto en la capacidad operacional de un determinado sistema que pone en riesgo el desarrollo de las actividades operativas y/o el ambiente que lo circunda. De acuerdo a ello, una falla operativa es una alerta temprana de la existencia de una potencial avería que puede ocasionar daños.

414. En tal sentido, si bien no toda falla operativa *per se* implica un derrame de petróleo crudo, resulta lógico y existe una gran probabilidad de que sí se haya generado²⁴⁵, por lo cual el personal de la operación debe adoptar acciones inmediatas de contingencia, como por ejemplo suspender el bombeo de manera preventiva y revisar el sistema operativo.
415. Petroperú reafirma dicha postura al indicar que basta con la posible existencia de un derrame para activar el Plan de Contingencia, tal como lo señala literalmente en sus descargos: “(...) ***Inmediatamente después de tomar conocimiento de la posible existencia del derrame, PETROPERÚ activó el Plan de Contingencia***, informando a las autoridades competentes, así como disponiéndose de 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”.
416. De otro lado, Petroperú indica que el cálculo efectuado por el OEFA para determinar el volumen de petróleo crudo derramado en la zona del impacto es arbitrario toda vez que no se sustenta en información técnica obtenida por metodologías adecuadas que definan la representación estadística de las mediciones. Asimismo, indica que en el cálculo no se han incluido los resultados del registro SCADA y las boletas de bombeo y recepción entre la Estaciones 1 y 5, los cuales fueron remitidos al OEFA de manera oportuna durante el procedimiento de supervisión.
417. En ese sentido, señala que se ha vulnerado el derecho de defensa debido a que el cálculo es arbitrario y carece de motivación suficiente y, de acuerdo al Tribunal Constitucional, el cálculo de los barriles derramados debió contar con un razonamiento que no sea aparente o defectuoso sino que exponga de manera clara, lógica y jurídica los fundamentos de hecho y de derecho que la justifican.
418. Al respecto, el cálculo efectuado para determinar el volumen de petróleo crudo derramado estuvo justificado en las boletas de despacho y recepción de la Estación 1 de los días 24 y 28 de junio de 2014. Además, los registros obtenidos en dichas boletas equivalen a un volumen de 494 y 2 318 barriles netos de petróleo crudo, respectivamente.
419. Asimismo, Petroperú señala que la implementación de los lineamientos técnicos para paralizar el bombeo (conforme al gráfico SCADA adjunto al descargo) tienen una duración de 5 minutos aproximadamente, por lo que no puede ser paralizado inmediatamente.
420. Al respecto, de acuerdo a lo analizado el día 22 de junio del 2014, el SCADA registró una caída a las 9:00 horas la cual fue detectada por Petroperú a las 16:15 horas, paralizándose el bombeo de petróleo a las 16:20 horas. Es decir, desde la caída a las 9:00 horas y la detención del bombeo de petróleo a las 16:20 horas, han transcurrido un total de 7:20 horas, lo cual supera los 5 minutos alegados por Petroperú.
421. Asimismo, cabe señalar que las alarmas del sistema SCADA son reconocibles y tienen la capacidad de notificación inmediata de alarmas críticas al personal específico, mediante el envío de mensajes de alarmas a dispositivos móviles, satelitales o fijos.

²⁴⁵ Cabe señalar que si no se paraliza el bombeo y realmente ocurrió un derrame, las consecuencias ambientales resultarían altamente degradantes.

422. Por último, Petroperú indica que su Plan de Contingencia ha cumplido con lo establecido en el artículo 61° del RPAAH.
423. Se reitera que la presente imputación está referida a la realización de acciones dirigidas a detectar y controlar el derrame de manera suficiente y oportuna, lo que implica actuar conforme lo indicado en el Plan de Contingencia. Si bien Petroperú paralizó el bombeo el 22 de junio de 2014, corresponde indicar que dicha acción no fue suficiente, debido a que no cumplió con la finalidad de detectar el derrame y eliminar el riesgo existente de fuga.

IV.8.2 Conclusiones del análisis del hecho imputado N° 2

424. De lo actuado en el Expediente, ha quedado acreditado que Petroperú no realizó las acciones suficientes (proporcionales al riesgo) y oportunas (en el tiempo adecuado) para detectar y controlar el derrame y con ello eliminar el riesgo de contaminación y afectación ambiental, objetivo principal de un plan de contingencia.
425. En efecto, del presente análisis se ha comprobado que Petroperú tuvo un primer indicio de fuga el 22 de junio del 2014 y un segundo indicio de fuga el 28 de junio del 2014; no obstante, recién el 1 de julio del 2014 detectó la fuga y el 2 de julio del 2014 la controló mediante la colocación de una grapa en la tubería. Asimismo, Petroperú fue alertado en dos oportunidades, el 29 de junio del 2014 y el 30 de junio del 2014; no obstante, tampoco realizó acciones inmediatas para detectar y controlar la fuga.
426. Cabe señalar que debido a la magnitud del proyecto, a la potencialidad del daño que podría generar una falla operativa en el ducto y al ecosistema que circunda al Tramo I del Oleoducto Norperuano, Petroperú estaba obligado a adoptar las medidas adecuadas que descarten de manera fehaciente la existencia de una fuga y con ello reducir el riesgo de impacto al medio ambiente; sin embargo, las acciones adoptadas por el administrado fueron insuficientes, desprovistas de interés de tutela, respeto y protección del medio ambiente, encontrándose alejadas de la finalidad contenida en el Plan de Contingencia y en el marco legal vigente, pese a la responsabilidad a la que se encuentra sujeto de proteger y evitar dañar el medio ambiente donde realiza sus operaciones.
427. En ese sentido, ha quedado acreditado que Petroperú es responsable administrativamente por no cumplir con su Plan de Contingencia al no haber detectado ni controlado a tiempo el derrame de petróleo ocurrido en la Progresiva del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, conducta que contraviene lo dispuesto en el artículo 15° de la Ley SEIA y el artículo 29° de su reglamento.

IV.9. Imputación N° 3: Petroperú sería responsable del derrame ocurrido en el kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana

IV.9.1 Marco Conceptual: El ambiente y la dispersión ecológica

a) Régimen de responsabilidad administrativa en el subsector hidrocarburos por impactos al ambiente

428. El régimen de responsabilidad administrativa ante un impacto en el ambiente durante el desarrollo de actividades de hidrocarburos se establece en el artículo 3° del RPAAH,

tal como se aprecia a continuación:

“Artículo 3°.- Los Titulares a que hace mención el artículo 2 son responsables por las emisiones atmosféricas, las descargas de efluentes líquidos, las disposiciones de residuos sólidos y las emisiones de ruido, desde las instalaciones o unidades que construyan u operen directamente o a través de terceros, en particular de aquellas que excedan los Límites Máximos Permisibles (LMP) vigentes, y cualquier otra regulación adicional dispuesta por la autoridad competente sobre dichas emisiones, descargas o disposiciones. Son asimismo responsables por los Impactos Ambientales que se produzcan como resultado de las emisiones atmosféricas, descargas de efluentes líquidos, disposiciones de residuos sólidos y emisiones de ruidos no regulados y/o de los procesos efectuados en sus instalaciones por sus actividades. **Asimismo, son responsables por los Impactos Ambientales provocados por el desarrollo de sus Actividades de Hidrocarburos** y por los gastos que demande el Plan de Abandono.”

(Resaltado agregado)

429. En tal sentido, el titular de las actividades de hidrocarburos es responsable por los impactos ambientales negativos que se produzcan como consecuencia del desarrollo de sus actividades.

b) Definición del ambiente

430. En el Perú, la Ley General del Ambiente establece que el “ambiente” o “sus componentes” comprenden a los elementos físicos, químicos y biológicos de origen natural o antropogénico que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el cual 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 otros²⁴⁶.

431. A modo referencial, cabe señalar que en la legislación comparada se define el ambiente²⁴⁷ de la siguiente manera:

- En Brasil²⁴⁸, como el conjunto de condiciones, leyes, influencias e interacciones de orden físico, químico y biológico que permite, alberga y rige la vida en todas sus formas.
- En Chile, como el sistema global constituido por elementos naturales y artificiales de naturaleza física, química o biológica, socioculturales y sus interacciones, los cuales se encuentran en permanente modificación por la acción humana o natural, y que rige la existencia y desarrollo de la vida en sus múltiples manifestaciones²⁴⁹.

²⁴⁶ Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente

**“TÍTULO I POLÍTICA NACIONAL DEL AMBIENTE Y GESTIÓN AMBIENTAL
CAPÍTULO 1 ASPECTOS GENERALES**

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”.

²⁴⁷ Óp. cit., pp. 18-19.

²⁴⁸ Artículo 3° de la Ley Federal N° 6.938, del 31 de agosto de 1981.

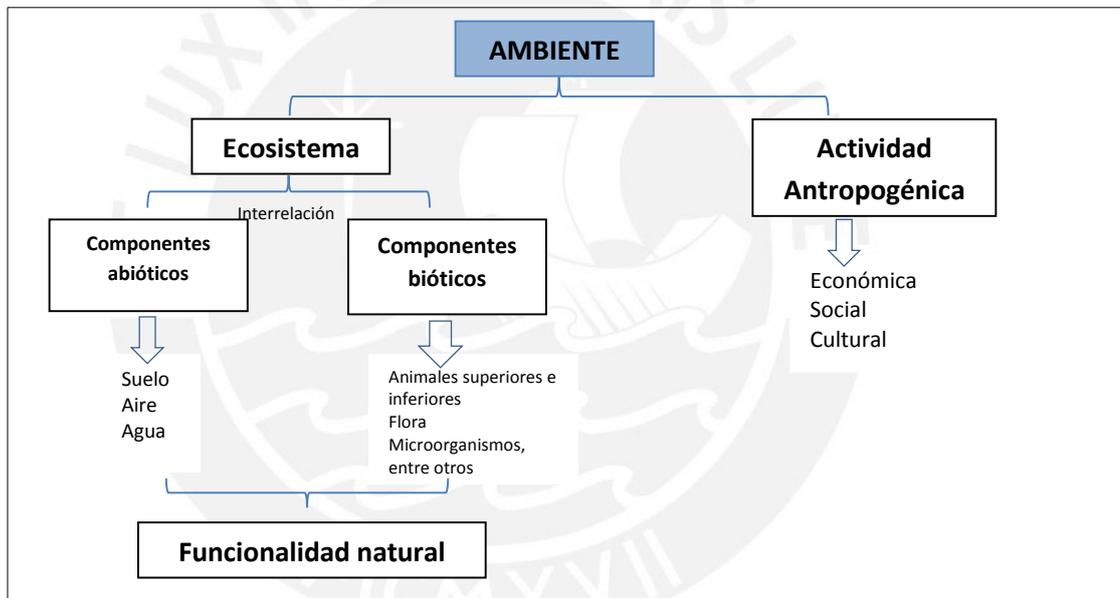
²⁴⁹ Artículo 2° de la Ley de Bases del Medio Ambiente N° 19.300 del 3 de marzo de 1994.

- En Canadá²⁵⁰, como el conjunto de componentes de la tierra que incluye: i) suelo, agua y aire y todas las capas de la atmósfera; ii) toda la materia orgánica e inorgánica y organismos vivos; y, iii) los sistemas naturales en interacción que incluyan componentes mencionados en los numerales i) y ii).

432. De lo expuesto se desprende que el ambiente es el medio en el cual se desarrollan: i) los ecosistemas naturales, y/o ii) la actividad antropogénica. Al respecto, un ecosistema natural comprende la interrelación entre componentes abióticos (suelo, aire y agua) y bióticos (fauna²⁵¹, flora, microorganismos, entre otros²⁵²), con características físicas químicas y biológicas de origen natural; mientras que la actividad antropogénica se basa en la modificación de las características físicas, químicas y biológicas del ecosistema²⁵³, para que se desarrollen las actividades económicas, sociales y culturales del hombre.

433. El alcance del concepto de ambiente se grafica a continuación:

Gráfico N° 18. Alcance del concepto de ambiente



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

Fuente: Adaptación de: SANCHEZ, Luis Enrique. *Evaluación del impacto ambiental: conceptos y métodos*. Sao Paulo: Oficina de textos, 2008, p. 19.

²⁵⁰ Act (2) The Canadian Environmental Assessment del 23 de junio de 1992.

²⁵¹ LATORRE PARRA, Juan Pablo. *Biodiversidad y conservación en los parques nacionales naturales de Colombia*. Bogotá, 2005, p. 40.

“Los animales superiores están conformados por animales pluricelulares constituidos por un cuerpo formado por muchas células, generalmente dispuestas en capas o tejidos, que pueden constituir órganos y sistemas de órganos, con simetría radial o bilateral y cavidad digestiva. Agrupa en términos generales a la mayoría de los animales vertebrados e invertebrados (peces, anfibios, reptiles, aves y mamíferos, entre los cuales se encuentra el hombre)”.

²⁵² Ibídem.

²⁵³ MAFLA HERRERA, Maribel. *Guía para Evaluaciones Ecológicas Rápidas con Indicadores Biológicos en Ríos de Tamaño Mediano Talamanca - Costa Rica*. Primera edición. Costa Rica: Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza (CATIE), 2005, p. 10.

ERAZO PARGA Manuel y Rocío CÁRDENAS ROMERO. *Ecología: Impacto de la problemática ambiental sobre la salud y el ambiente*. Primera edición. Bogotá: Editorial Ecoe Ediciones, 2013, p. 17.

c) La dispersión ecológica de los ecosistemas

434. En los ecosistemas existen diversos procesos en los que interactúan los organismos vivos con el medio físico que los rodea. Estos organismos perciben, actúan y se mueven en función a las características de su entorno, y durante su ciclo de vida se incrementan y se expanden con la finalidad de garantizar la supervivencia de su especie²⁵⁴.
435. Este incremento y/o expansión del ecosistema se conoce como el proceso de “dispersión ecológica”, que consiste en el movimiento gradual de los elementos de un ecosistema a otro medio físico de características similares, con lo cual se permite el desarrollo y supervivencia de las especies²⁵⁵ que se desarrollan dentro de su área de interrelación²⁵⁶.
436. En la flora, esta dispersión se puede dar, principalmente²⁵⁷, a través del proceso de hidrocoria, el cual consiste en la diseminación de semillas por medio del agua, donde son capaces de flotar transitoriamente (por ejemplo, a través de un río). Este proceso generalmente tiene lugar en plantas acuáticas (caso del gramalote²⁵⁸) que se desarrollan en zonas pantanosas (humedales), selvas marginales, entre otros²⁵⁹.
437. En la fauna (terrestre y/o acuática), la influencia de factores climáticos, hidromórficos, fluctuación estacional del sistema hidrológico en general (hidroperíodo), entre otros, genera que las especies que se encuentran distribuidas en un determinado ecosistema original busquen colonizar nuevos hábitats disponibles, produciendo así un incremento de su población originaria en el ecosistema nuevo y con características similares al original²⁶⁰.
438. En ambos ejemplos, el medio físico del ecosistema original, que puede ser dinámico

²⁵⁴ MAESTRE GIL Fernando Tomás, Adrián ESCUDERO ALCÁNTARA y Andreu BONET. *Introducción al análisis espacial de datos en ecología y ciencias ambientales: métodos y aplicaciones*. Primera edición. Madrid: Universidad Rey Juan Carlos, 2008, p. 373.

²⁵⁵ MORRONE, Juan J. *Hacia una biogeografía evolutiva*. Revista Chilena de Historia Natural SciELO, México, p. 511.

²⁵⁶ COLLANTES ALCARAZ, Francisco. *Fauna y comunidades faunísticas*. Departamento de Zoología y Antropología Física de la Facultad de Biología de la Universidad de Murcia. Murcia, 2009, p. 42.

²⁵⁷ ALBERTO, Juan Antonio. *Biogeografía y Geografía Ambiental*. Universidad Nacional del Nordeste (UNNE). Argentina, 2011, p. 4.

“Existen otros procesos que permiten la dispersión del organismo, como por ejemplo: i) Anemocoría, el cual se da por acción del viento (organismos pequeños como por ejemplo insectos, arañas, bacterias; semillas pequeñas o con dispositivos especiales); ii) Anemohidrocoria que se da por acción del viento y el agua (Semillas livianas, pilosas e imputrescibles de totoras, juncos), iii) Zoocoría (animales), iv) Endozoocoría (dentro del tubo digestivo y esparcidas con las heces), v) Exozoocoría (Sobre pelos, plumas, lanas, patas picos, etc.), ente otros”.

²⁵⁸ CHACON DÍAZ, Alfonso. *Control del Gramalote (Paspalum fasciculatum) en potreros mediante Herbicidas*. Tesis para obtener el Grado de Magister Scientiae. Instituto Interamericano de Ciencias Agrícolas, Costa Rica, 1969, p. 3.

“Es una gramínea perenne con raíces entrecruzadas que forman masas compactas, de tallos comprimidos de un centímetro de diámetro que se desarrolla bien en climas cálidos y húmedos (zonas pantanosas). Las semillas de color café claro brillante, miden de 3 a 4 milímetros de longitud y 1.5 milímetros de ancho, elíptico y con cilias sedosas en las márgenes”.

²⁵⁹ ANCER RODRÍGUEZ Jesús, Rogelio G. GARZA RIVERA, Rogelio VILLARREAL ELIZONDO y entre otros. *Planta*. Año 8. Número 17. México: Universidad Autónoma de Nuevo León, 2013, p. 8.

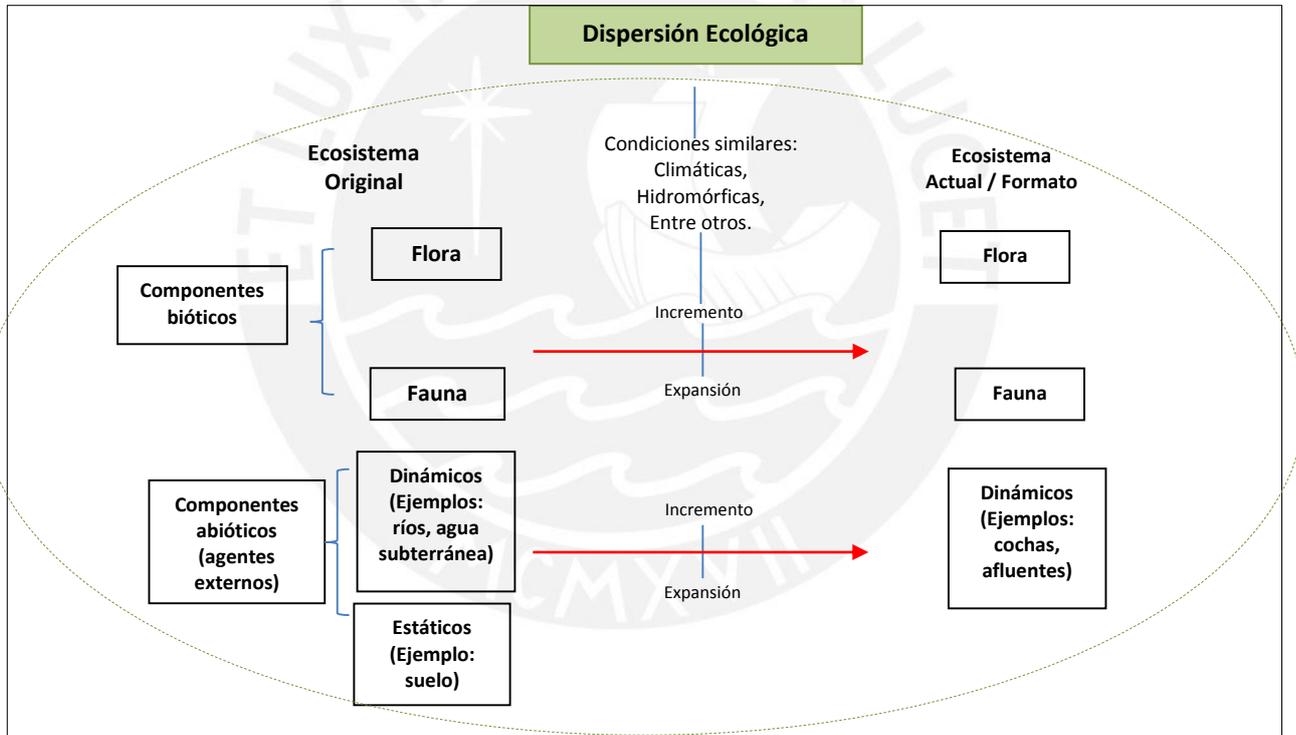
²⁶⁰ GUTIÉRREZ YURRITA Pedro Joaquín, José Alfredo MORALES ORTIZ y Liliana MARÍN GARCÍA. *Diversidad biológica, distribución y estrategias de conservación de la ictiofauna de la cuenca del río Moctezuma, centro de México*. Volumen 32, Número 2. Madrid: Asociación Ibérica de Limnología, 2013, p. 226.

(como es el caso de los ríos y aguas subterráneas) o estático (caso del suelo²⁶¹), actúa como un agente externo para el incremento y expansión de los elementos bióticos hacia los nuevos medios físicos con características similares.

Los agentes externos del ecosistema original (componentes abióticos) pueden formar nuevos cuerpos abióticos durante la dispersión ecológica; por ejemplo, los ríos pueden formar cochas u otros cuerpos de agua (caso de los afluentes), los cuales adquieren características similares a las del ecosistema original (composición química, física, biológica, entre otras)²⁶².

439. De esa manera, las especies del ecosistema original pueden incrementarse y/o expandirse hacia otro **medio físico** que posea condiciones muy similares a las del ecosistema mencionado y que garanticen la supervivencia de las especies. Por ejemplo, se podrán expandir hacia otro medio físico para el desarrollo de sus procesos y ciclos de vida como el apareamiento, desove (caso de los peces), nacimiento, crecimiento, reproducción, alimentación, entre otros.

440. A continuación, se grafica el fenómeno de la dispersión ecológica en el ecosistema:
Gráfico N° 19. Dispersión ecológica en el Ecosistema



Elaboración: DFSAI - OEFA.
 Fuente: DFSAI - OEFA.

²⁶¹ ITURRONDOBEITIA BILBAO Juan Carlos, Julio ARROYO y Ana Isabel CABALLERO. *Avances en la utilización de los Ácaros Oribátidos como indicadores de las condiciones edáficas*. Primera edición. Munibe: Editorial San Sebastián, 2004, p. 2005.

“Se conoce que el suelo actúa como un sistema estático soportando las actividades humanas, y como sistema dinámico en el que tienen lugar procesos biogeoquímicos cruciales que se dan a través de millones años. Por tanto, para fines prácticos, será considerado como un ecosistema estático, debido a que su dinámica se da a través de muchos años, a diferencia del agua y aire”.

²⁶² Es así que las especies que inicialmente se desarrollaban en un ecosistema determinado, pueden incrementarse y/o expandirse hacia otro ecosistema que posea condiciones muy similares a las iniciales, de tal manera que permita que se desarrollen en condiciones normales sus procesos y ciclos de vida como: i) apareamiento, ii) desove (peces), iii) nacimiento, iv) crecimiento, v) reproducción, vi) alimentación, entre otros; es decir, condiciones que garanticen la supervivencia de las especies.

441. En tal sentido, de acuerdo a las condiciones presentadas en los ecosistemas y siempre que el medio físico lo permita, se podrá presentar un proceso de dispersión ecológica dando lugar a otro ecosistema, el cual es objeto de protección por la normativa ambiental.

IV.9.2. Análisis de los hechos materia de imputación

442. Tal como ha sido referido en la sección de antecedentes, en el inicio del presente procedimiento administrativo sancionador se imputó a Petroperú la responsabilidad del derrame ocurrido en el kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora, fauna y a la vida o salud humana.

443. Dicha imputación se sustentó en las supervisiones especiales realizadas por la Dirección de Supervisión, en las cuales se verificó la ocurrencia del derrame de petróleo, producto de una ruptura ocasionada en el sistema de transporte.

444. Al respecto, Petroperú señala que el derrame no impactó en el ambiente debido a que el canal de flotación es un área artificial que forma parte de la infraestructura del Oleoducto Norperuano y que cumple una función preventiva y de eliminación de riesgos o daños ambientales (es la infraestructura de contención frente a eventuales derrames), conforme al Manual de diseño definitivo del Oleoducto Norperuano²⁶³.

445. De esa manera, Petroperú señala que el canal de flotación no puede ser considerado como "ambiente" ni como "componente" ya que es un elemento antropogénico que forma parte de la infraestructura del Oleoducto Norperuano y se encuentra aislado de los ríos en las zonas de cruce mediante reforzamientos de los márgenes de los ríos, los que se denominan "tapones".

446. En consideración a lo señalado, para establecer la naturaleza jurídica del canal de flotación, corresponde analizar lo siguiente: (a) características del canal de flotación y (b) proceso de dispersión ecológica en el canal de flotación.

a) **Características del canal de flotación**

447. De acuerdo a la información brindada por Petroperú en el documental: "*Conoce cómo se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación*"²⁶⁴, en el año 1976 Petroperú excavó una longitud de 151 kilómetros de **suelo natural formado principalmente por arcilla y arena**²⁶⁵, para recrear un canal donde se pueda tender el Oleoducto Norperuano. Una imagen correspondiente a dicha fecha se aprecia a continuación:

²⁶³ Petroperú señala que el canal de flotación es una excavación de un mínimo de 15 metros de ancho con una profundidad mínima de 1,2 metros y con una longitud acumulada de 275 kilómetros.

²⁶⁴ Ver PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERU. "Conoce cómo se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación". Perú: Petroperú, 2014. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=OlkZrCh4Zqk> Visitado: 21/11/2014, minuto 1:46.

²⁶⁵ PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. - PETROPERÚ. *Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano*, Perú, 1994, p. 16.



Foto N° 5. Vista panorámica del canal de flotación, del video “Conoce cómo se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación”

448. Asimismo, de acuerdo al Plan Zonal de Contingencia de Operaciones Oleoducto - 2008, los 151 kilómetros de canal de flotación cruzan un total de trece (13) ríos de la zona²⁶⁶, así como terrenos cubiertos por aguajales y pantanos. Los trece (13) ríos se señalan a continuación²⁶⁷:

Cuadro N° 21. Cruces del oleoducto con quebrada

N°	Progresiva	Nombre de la quebrada	Departamento
1	039+584	Cuninico	Loreto
2	057+584	Yanayaquipco	Loreto
3	059+536	Urituyacu	Loreto
4	064+662	Patoyacu	Loreto
5	090+717	Nucuray	Loreto
6	115+894	Charupa	Loreto
7	151+474	Ungumayo	Loreto
8	154+861	Kilómetro 154	Loreto
9	176+618	Pastaza	Loreto
10	222+564	Urito	Loreto
11	235+921	Sasipaya	Loreto
12	255+178	Morona	Loreto
13	285+641	Marañón	Loreto

Elaboración: DFSAI - OEFA
Fuente: Plan de Contingencia de Petroperú.

449. En esa línea, el canal de flotación fue construido para servir de medio físico para el tendido del Oleoducto Norperuano y fue diseñado y acondicionado con la finalidad de facilitar la inspección y mantenimiento del Oleoducto Norperuano en el Tramo I, conforme señala Petroperú en su Plan de Acción²⁶⁸.

²⁶⁶ Ver en youtube.com, “Conoce cómo se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación”.

²⁶⁷ PETROLEOS DEL PERU S.A. – PETROPERU. *Plan Zonal de Contingencia Operaciones Oleoducto*. Perú, 2008, p. 78.

²⁶⁸ Ver folio 911 del expediente.

Plan de Acción: Contingencia Ambiental km. 39 del Oleoducto Norperuano, elaborado por PETROLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERU.

(...)
V. UBICACIÓN

(...)
La zona involucrada se encuentra comprendida en un tramo del Canal de Flotación del ONP existente en la zona, instalación industrial establecida para contener posibles derrames y que ha confinado al petróleo fugado.

450. Durante su construcción (desde 1974 hasta 1978, conforme el PAMA) Petroperú instaló tapones de seguridad en los cruces de las quebradas, para evitar que los cuerpos de agua se dispersen hacia el suelo del canal de flotación y se asienten en este. Lo mencionado se aprecia en la siguiente vista fotográfica²⁶⁹:



Foto N° 6. Vista panorámica del cruce de una de las quebradas y el canal de flotación, del video "Conoce cómo se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación".

451. De lo expuesto, se advierte que la función del canal de flotación era la de soportar el tendido del Oleoducto Norperuano y servir como mecanismo que facilite su mantenimiento.
- b) Proceso de dispersión ecológica en el canal de flotación y el canal de descarga**
452. Desde el inicio de la operación del Oleoducto Norperuano, las zonas aledañas al canal de flotación se vieron afectadas por las fuertes lluvias y la saturación permanente de sus suelos.
453. Estos dos efectos sobre el ecosistema generaron un proceso de dispersión, que empezaba desde los ecosistemas aledaños al canal de flotación y finalizaba en este último. Este proceso de dispersión se produjo por lo siguiente:
- El efecto del viento que transporta materia orgánica del ecosistema aledaño durante la temporada de estiaje (época seca).
 - El efecto del agua de las lluvias y aguajales (zona pantanosa) que se desplaza hacia el canal de flotación.
 - El efecto de migración de especies de fauna y flora.
454. En tal sentido, debido al mencionado proceso de dispersión, el canal de flotación sirvió de medio físico para albergar agua, fauna y flora de los ecosistemas aledaños.
455. En la línea de lo expuesto, en la supervisión realizada del 9 al 13 de julio de 2014, se

(...)

²⁶⁹ Ver PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERU. "Conoce cómo se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación". Perú: Petroperú, 2014. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=OIkZrCh4Zqk> Consulta: 21/11/2014, minuto 1:50.

pudo verificar que el canal de flotación se encontraba conectado con el río Cuninico a través de un canal de descarga, conforme se aprecia en las fotografías N° 23, 24, 25 y 26 del Informe de Supervisión:



FOTO N° 23: Se observa las barreras de contención instalados a la salida del canal de descarga que conecta el Canal de Flotación con el río Cuninico. Este canal de descarga tiene características naturales propias de una Quebrada y que permanentemente descarga las aguas del canal de flotación al río Cuninico.



FOTO N° 24: Se observa otro punto del Canal de descarga natural de las aguas del Canal de flotación, se observa fluyendo agua de manera permanente a través de ella hacia el río Cuninico.

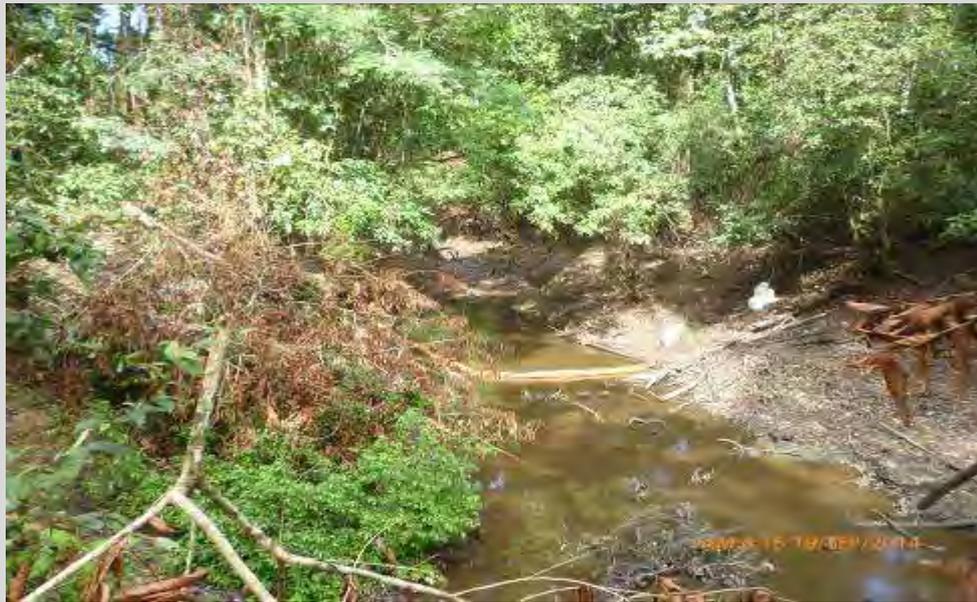


FOTO N° 25: Se observa otro punto del Canal de descarga natural de las aguas del Canal de flotación, se observa fluyendo agua de manera permanente a través de ella hacia el río Cuninico.



FOTO N° 26: Se observa otro punto del Canal de descarga natural de las aguas del Canal de flotación, se observa fluyendo agua de manera permanente a través de ella hacia el río Cuninico.

456. El canal de descarga es el cuerpo hídrico que se encuentra en la zona adyacente al canal de flotación, por el cual las aguas de este último desembocan en el río Cuninico.
457. Al respecto, Petroperú señala que no le es imputable la existencia del canal de descarga ya que fueron los pobladores de la zona quienes abrieron accesos en el canal de flotación, con la finalidad de facilitar su uso para el transporte. Asimismo, sostiene que resulta irrelevante la existencia del canal de descarga, pues se ha comprobado técnicamente que el petróleo derramado no llegó al río Cuninico.

458. Cabe indicar que Petroperú no cuestionó la existencia del canal de descarga, sino que señaló que no era responsable de la existencia del mismo; sin embargo, no presentó medios probatorios que acrediten que los pobladores de la zona abrieron el acceso al canal de flotación, con lo cual dicho argumento debe ser desestimado, en aplicación del artículo 196° del Código Procesal Civil²⁷⁰, aplicable de manera supletoria al procedimiento administrativo.
459. Por lo expuesto, quedó acreditado que el canal de flotación se encuentra conectado con las aguas del río Cuninico, mediante un canal de descarga, siendo que esa interconexión, entre otros factores señalados en los párrafos precedentes, asentó las condiciones de vida que se venían desarrollando en el mencionado canal de flotación, por lo que Petroperú debió prever mecanismos que protejan dicho ecosistema.
460. Por lo expuesto, se concluye que el canal de flotación sí conformaba un ecosistema natural.
- c) Otros descargos**
461. Petroperú señala que el Artículo 3° del RPAAH no es aplicable a los hechos de la presente imputación, en la medida que el derrame no generó emisiones atmosféricas, no hubo vertimientos de efluentes líquidos sin autorización, no hubo una disposición ilegal de residuos sólidos, así como tampoco existieron emisiones de ruido.
462. Al respecto y tal como se ha indicado previamente, el **Artículo 3° del RPAAH establece que los titulares de las actividades de hidrocarburos** son responsables por los impactos ambientales que se produzcan como resultado de las emisiones atmosféricas, descargas de efluentes líquidos, disposiciones de residuos sólidos y emisiones de ruidos no regulados y/o de los procesos efectuados en sus instalaciones por sus actividades. Particularmente se establece que "(...) **Asimismo, son responsables por los impactos ambientales provocados por el desarrollo de sus actividades de hidrocarburos** y por los gastos que demande el Plan de Abandono."
463. En tal sentido, el Artículo 3° del RPAAH establece que los titulares de las actividades de hidrocarburos serán responsables sobre los impactos que sean provocados por el desarrollo de las actividades de hidrocarburos a su cargo. Este es el caso del derrame de petróleo en el ecosistema conformado por el canal de flotación.
464. Por otro lado, Petroperú indica que, como en el caso del canal de flotación, resultaría ilógico considerar al "sistema de drenaje" ubicado en una fábrica como un "ambiente natural", y por ende, objeto de fiscalización del OEFA.
465. Sobre el particular, la infraestructura del sistema de drenaje está conformada por suelo, y en algunos casos se le complementa con revestimiento. En estos sistemas de drenaje no se aprecia interacción de flora y fauna, debido a que dicho sistema desplaza tipos de aguas que podrían contener elementos contaminantes en su composición. Caso contrario ocurre con el canal de flotación, el cual alberga formas de vida que integraban parte de un ecosistema, tal como se ha señalado anteriormente.

²⁷⁰ Resolución Ministerial N° 010-93-JUS, Texto Único Ordenado del Código Procesal Civil

Artículo 196.- Salvo disposición legal diferente, la carga de probar corresponde a quien afirma hechos que configuran su pretensión, o a quien los contradice alegando nuevos hechos

466. Asimismo, Petroperú indica que el derrame ocurrido no puede ser considerado como una "emergencia ambiental" a la luz de lo establecido en el Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las actividades bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante Resolución N° 018-2013-OEFA-CD, pues no ha generado impactos al ambiente.
467. Petroperú indica que al encontrarse el canal de flotación en una "Zona Reservada" para medidas de seguridad del Oleoducto, ello exceptúa su calidad de elemento de un ecosistema natural, conforme a lo establecido en el Decreto Ley N° 22180, por el cual se Declara Zona de Reserva áreas de terrenos adyacentes a tubería del Oleoducto Norperuano (en adelante, Decreto Ley N° 22180).
468. Respecto a ello, corresponde indicar que en el presente caso se ha determinado que en el canal de flotación se generó un ecosistema natural, por lo cual sí existió un impacto al ambiente ocasionando por el derrame de petróleo.
469. Sin perjuicio de eso, cabe señalar que mediante Decreto Ley N° 22180 del 9 de mayo de 1978 se declaró como "Zona de Reserva" las áreas de terrenos adyacentes a la tubería del Oleoducto Norperuano, en atención a que las operaciones del Oleoducto Norperuano, del Ramal Norte y los Sistemas Recolectores Conexos, debían llevarse a cabo dentro de las máximas medidas de seguridad, por las características de la obra y a fin de evitar que sea objeto de interferencias que puedan originar dificultades y perjuicio.
470. En este sentido, el Decreto Ley N° 22180 normó aspectos relativos a la utilización y control de los territorios adyacentes a la tubería troncal del Oleoducto Norperuano del Ramal Norte y Sistemas Recolectores Conexos (limitaciones a las servidumbres y/o exploraciones, expansión de los poblados existentes, extracción de maderas, leña o cualquier tipo de materiales provenientes de recursos forestales, así como las actividades de caza y pesca), para garantizar el normal desenvolvimiento de sus operaciones.
471. Por tanto el Decreto Ley N° 22180 tenía como finalidad limitar cualquier actividad humana en dichas zonas, diferente a la operación del Oleoducto Norperuano, lo cual no implica que tuviese por objeto limitar la responsabilidad de la empresa respecto de la prevención de daños ambientales en los elementos naturales presentes en dicha "Zona de Reserva".
472. Por último, Petroperú alega que no se le puede aplicar los ECA Agua, aprobados mediante Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM, ya que el canal de flotación constituye un cuerpo de agua artificial y no natural, conforme a las definiciones de dicha norma y al Glosario de Términos del Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad en Cuerpos Naturales de Agua Superficial, aprobado mediante Resolución Jefatural N° 182-2011-ANA. Por ello, no se habría generado un impacto ambiental negativo o un daño ambiental.
473. Respecto a ello, como se ha señalado anteriormente, el canal de flotación está conformado por un suelo natural, el cual sirve de medio físico para albergar diversas formas de vida y recursos hídricos. Para que estas especies continúen con su interrelación en condiciones adecuadas, es necesario que tanto el suelo como el recurso hídrico cumplan con parámetros de calidad ambiental. En tal sentido, en el presente caso, cabe la aplicación referencial del Decreto Supremo N° 002-2008-

MINAM²⁷¹, para que los seres vivos se desarrollen en condiciones adecuadas.

474. Asimismo, tal como se señaló anteriormente, se ha acreditado que el canal de flotación se conecta con las aguas del río Cuninico a través de un canal de descarga.

d) Conclusión

475. De lo expuesto anteriormente, se concluye que Petroperú infringió el Artículo 3° del RPAAH, debido a que es responsable del derrame ocurrido en el kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, sobre un área que conforma un ecosistema natural.

V. DAÑO A LA FAUNA, FLORA Y SALUD DE LAS PERSONAS

V.1 Marco teórico del daño ambiental

476. Impacto ambiental es cualquier alteración benéfica o adversa sobre el ambiente en uno o más de sus componentes, provocada por una acción humana²⁷².
477. Impacto ambiental negativo es cualquier modificación adversa de los procesos, funciones, componentes ambientales o la calidad ambiental²⁷³.
478. La fiscalización ambiental efectuada por el OEFA se orienta a prevenir la producción de daños al ambiente o, en su defecto, tiene por finalidad que estos sean remediados, es decir, está enfocada en prevenir los impactos ambientales negativos.
479. Cabe señalar que para efectos de la fiscalización ambiental que desarrolla el OEFA, el bien jurídico protegido abarca la vida y salud de las personas, así como la flora y fauna, cuya existencia está condicionada a la interrelación equilibrada de los componentes abióticos, bióticos y los ecosistemas del ambiente.
480. En ese marco, el daño potencial es la puesta en peligro, el riesgo o amenaza de daño real al bien jurídico protegido. Este concepto se fundamenta en el principio de prevención y está orientado a evitar la configuración de daños concretos en el ambiente²⁷⁴.

²⁷¹ Decreto Supremo que Aprueba los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental Para Agua.

²⁷² SANCHEZ, Luis Enrique. *Evaluación del Impacto Ambiental – Conceptos y Métodos*. Oficina de Textos. Sau Paulo, 2010, p. 28.

²⁷³ SÁNCHEZ, Luis Enrique. *Ob. Cit.* p. 26.

Conforme la resolución Conama N° 1/89 aprobada en Río de Janeiro (Brasil) el 23 de enero de 1986, se entiende por impacto ambiental negativo cualquier alteración de las propiedades físicas, químicas o biológicas del medio ambiente, causada por cualquier forma de materia o energía resultante de las actividades humanas, que directa o indirectamente afecten: a) la salud, la seguridad y el bienestar de la población, b) las actividades sociales y económicas, c) las condiciones estéticas y sanitarias del medio ambiente, d) la calidad de los recursos ambientales.

²⁷⁴ **Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente**

TÍTULO PRELIMINAR

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.

481. El daño real es la lesión, detrimento, pérdida, impacto negativo, perjuicio, menoscabo, alteración, afectación o daño concreto al bien jurídico protegido, el cual comprende a los componentes bióticos (flora y fauna) y la vida y salud de las personas.
482. En tal sentido, a continuación se procede a analizar si producto de los tres incumplimientos acreditados en el presente procedimiento administrativo sancionador, se ocasionaron daños a la flora, fauna y a la vida o salud humana, de conformidad con el tipo previsto en la imputación de cargos.

V.2. Daño ambiental a la fauna, flora y a la vida o salud humana

483. A partir de los medios probatorios actuados en el presente procedimiento administrativo sancionador y de acuerdo al análisis realizado en el acápite correspondiente a la Imputación N° 3, ha quedado acreditado que el canal de flotación conforma un cuerpo de agua natural que alberga flora y fauna.
484. En ese marco, durante la supervisión especial realizada se identificó que como consecuencia del derrame de petróleo en el Tramo I del Oleoducto Norperuano se habría producido daño real a la fauna, a la flora y a la vida o salud humana²⁷⁵, lo cual será materia de análisis a continuación:

A) Fauna

485. En el acta de la visita de supervisión del 4 de julio de 2014²⁷⁶ se indica que se encontraron peces muertos dentro del canal de flotación:

“Se encontró peces muertos dentro del canal de flotación”. (N 9475120 E 0469093)

“El canal de flotación del oleoducto contiene agua las cuales fueron afectadas por el derrame de hidrocarburo, lo que provocó la muerte de peces”. (N 9475471 E 0469757)

486. La fotografía que sustenta el mencionado hallazgo es la siguiente:

²⁷⁵ Folios del 12 al 15 reverso del expediente

²⁷⁶ Folio 47 del expediente



Foto N° 7. Se observa peces muertos impregnados con petróleo crudo (especies fasaco y shuyo), retirados del canal de flotación de la zona de mayor impacto.

Fuente: ITA

487. En la supervisión realizada del 9 al 13 de julio del 2014²⁷⁷, se detectaron especies de fauna impactadas con hidrocarburos. Por ello, en el ITA se señala lo siguiente:
- (i) En el canal de flotación (zona de mayor impacto) se pudo verificar la presencia de peces muertos afectados por el derrame, pudiéndose identificar entre las especies más afectadas el shuyo, bufurqui, fazaco, carachama, entre otras.
 - (ii) En el canal de flotación se pudo verificar la presencia de dos serpientes (boa y jergón) cubiertas completamente de petróleo crudo.
488. Las fotografías que sustentan lo señalado son las siguientes:

²⁷⁷ Folio 51 del expediente



Foto N° 8. Se observa a un reptil conocido con el nombre de boa, impregnado de crudo. Personal de Petroperú procedió a limpiarlo.

Fuente: ITA



Fotografía N° 9. Se puede apreciar en la segunda barrera del canal de descarga al río Cuninico, peces muertos.

Fuente: ITA



Fotografía N° 10. Se puede observar peces muertos (como el shuyo y el bufurqui), afectados por el derrame de petróleo crudo en la segunda barrera del canal de descarga. (Ver Folio 81 del expediente).

Fuente: ITA

489. En la supervisión realizada del 22 al 15 de julio del 2014²⁷⁸ se apreció la presencia de un galápago (mata mata) cubierto completamente de petróleo, conforme se aprecia a continuación:



Fotografía N° 11. Se puede observar una tortuga conocida como matamata, se encuentra impregnada en su totalidad con petróleo crudo.

Fuente: ITA

²⁷⁸ Folio 51 del expediente.

490. Posteriormente, en la supervisión del 6 al 11 de agosto del 2014 se realizaron monitoreos para evaluar la afectación a la pesca y recursos acuáticos. Los monitoreos se realizaron en cinco estaciones:

**Cuadro N° 22. Estaciones de pesca Cuninico, Urarinas – Loreto.
Cuarta Intervención (05-11/08/2014).
Estaciones de colecta de músculo y vísceras de peces**

Código Punto de muestreo	Coordenadas UTM			Descripción
	Datum WGS 84			
	Zona	Este	Norte	
Estación B	18 M	467793	9474435	Ubicada aguas arriba de la zona de ruptura del ducto, a 200 metros del campamento donde se dirigen las labores de limpieza de emergencia del canal de flotación del derecho de vía. Con presencia de vegetación acuática, ramas y troncos de árboles.
Estación C	18 M	468269	9474685	Ubicada aguas debajo de la zona de ruptura del ducto, a la altura del puente de paso del margen izquierdo, al margen derecho del canal de flotación del derecho de vía, el cual se localiza a 10 metros de la segunda barrera de contención. Zona colmatada con vegetación flotante impregnada con hidrocarburos y en proceso de descomposición.
Estación D	18 M	469722	9475455	Ubicada aguas abajo del canal de flotación del derecho de vía, el cual se localiza a 5 metros de la tercera barrera de contención. A 200 metros aproximadamente del campamento instalado por el administrado a orillas del río Cuninico. Zona con una profundidad aproximada de 0.25 metros en la parte media del canal.
Estación E	18 M	473937	9474429	Ubicado a 4000 metros aguas abajo del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río y a 50 metros aproximadamente colindante a una estructura de concreto abandonada.
Estación F	18 M	469893	9475852	Ubicado a 600 metros aguas arriba del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río, y a 100 metros aproximadamente de la descarga de la confluencia del desfogue del canal de flotación.

Elaboración: DFSAI – OEFA.

Fuente: Dirección de Supervisión – OEFA.

491. En los puntos de monitoreo señalados se midieron los parámetros de Fenantreno²⁷⁹ y de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos.
492. De los resultados del análisis de las muestras de músculo de peces capturados en las estaciones B, C, D y E, y en las muestras de vísceras de peces de las estaciones C, D y E, se evidenció la acumulación de Fenantreno e Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos, los cuales constituyen sustancias tóxicas.
493. Sobre el particular, Petroperú señaló que el OEFA no realizó averiguaciones respecto a la cantidad, especie ni procedencia de los peces muertos, y que las fotos no constituyen prueba fehaciente de que se haya generado un menoscabo material contra dichas especies de fauna acuática, ya que solo se cuenta con el Acta de Constatación

²⁷⁹

De acuerdo a lo señalado en el Informe Técnico N° 469-2014-OEFA/DS-HID emitido por la Dirección de Supervisión el 21 de noviembre de 2014, el fenantreno es un sólido cristalino de incoloro a blanco con un olor ligero, el cual se encuentra dentro de Lista de sustancias peligrosas, de acuerdo a lo señalado por los siguientes organismos: OSHA, ACGIH, DOT, NIOSH, NTP, DEP, IARC, IRIS, NFPA y EPA.

La inhalación de dicha sustancia puede afectar la nariz y la garganta, y su contacto puede irritar la piel (se podrían ocasionar alergias) y los ojos; entre otros efectos (Folios 1810 al 1823 del expediente).

de la Fiscalía de fecha 4 de julio 2014, donde se señala que los peces muertos ascendían a una cantidad de 180 kilogramos.

494. Asimismo, señaló que la Fiscalía no es una entidad competente para determinar el peso, cantidad y procedencia exacta de dichos peces muertos, por lo que a la fecha no se han efectuado los análisis científicos necesarios para poder determinar la real dimensión de los peces muertos.
495. Por otro lado, señala que los peces del río Cuninico no fueron contaminados con petróleo, de acuerdo al ANA y los estudios técnicos que se efectuaron desde los días posteriores al derrame de petróleo.
496. Al respecto, corresponde indicar que el OEFA es un organismo técnico especializado que cuenta con facultades de evaluación, supervisión y fiscalización ambiental, por lo cual tiene potestad de realizar las acciones de vigilancia, monitoreo y otras similares para asegurar el cumplimiento de las normas ambientales.
497. En ese marco, en el ejercicio de dichas facultades, la Dirección de Supervisión tomó fotografías a la fauna ubicada en el canal de flotación, de las cuales se apreciaron peces muertos, así como una boa y tortuga “mata mata” afectadas con petróleo.
498. La evidencia de las fotografías genera convicción respecto a la existencia de daño real, pues se aprecia a los animales cubiertos con el petróleo derramado en el kilómetro. 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
499. Asimismo, cabe señalar que para comprobar un daño real a la fauna basta con acreditar una lesión, detrimento, pérdida, impacto negativo, perjuicio, menoscabo, alteración, afectación o daño concreto. En este sentido, la muerte de los peces y la impregnación de hidrocarburo en la boa y la tortuga representan una lesión en sus condiciones físicas, ya que su contacto directo con el petróleo puede producir efectos tóxicos a corto, mediano y largo plazo, hasta incluso la muerte.
500. En efecto, la impregnación de hidrocarburos en los peces produce alteraciones genéticas (nacimiento de larvas deformes), en los anfibios produce alteraciones en sus procesos de respiración y reproducción (ya que respiran a través de su piel); y en los reptiles produce alteraciones en sus ciclos vitales y en su reproducción²⁸⁰. Cabe precisar que, por la composición química del petróleo se bioacumula en los organismos mencionados, causando efectos tóxicos (fisiológicos, genéticos, entre otros) a largo plazo²⁸¹.
501. Petroperú señala que ni en el acta de la primera supervisión (llevada a cabo entre el 2 al 5 de julio de 2014) ni en el Acta de Constatación Fiscal del día 5 de julio de 2014, fueron mencionadas la muerte de las especies de peces bagre, novia, fazaco, shuyo y carachama o fauna terrestre.
502. Al respecto, el hecho de no haberse evidenciado la muerte de los peces bagre, novia, fazaco, shuyo y carachama ni de fauna terrestre, no desvirtúa los medios probatorios que obran en el expediente, los cuales demuestran fehacientemente un daño real a la fauna.

²⁸⁰ BRAVO OILWATCH Elizabeth. *Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad*. Revista Acción Ecológica. Costa Rica, 2007, pp. 18-20.

²⁸¹ Ob. Cit. p. 18.

503. Por último, Petroperú indica que los resultados obtenidos para la bioacumulación de fenantreno en los tejidos de los peces es menor en comparación con el nivel umbral de toxicidad de fenantreno, derivado de la Base de Datos de Efectos Tóxicos de la *U.S Army Corps of Engineers*. Asimismo, que el naftaleno encontrado no puede vincularse con el derrame, ya que de los resultados del canal de flotación no se desprende que exista algún proceso de dilución en el río Cuninico.
504. Al respecto, cabe señalar que la metodología usada para evaluar la bioacumulación de fenantreno es referencial, siendo que lo relevante en esta fase del procedimiento es determinar la existencia de fenantreno en el tejido de los peces, ya que es un hecho que demuestra un cambio negativo en su composición orgánica. Esta situación ha quedado verificada en el presente caso.

Asimismo, es importante señalar que el petróleo suele diluirse por efecto del viento y las corrientes de agua durante su trayecto en la quebrada Cuninico, por lo que los peces sí habrían ingerido este compuesto químico antes de desembocar a las aguas del río Cuninico.

505. Por tanto, de las fotografías obtenidas en el marco de la supervisión y del análisis realizado a través de los monitoreos de pesca, se acredita una afectación directa a los peces del canal de flotación.
506. Por otro lado, el monitoreo de colecta de plancton y macrobentos se realizó en cuatro estaciones, de acuerdo al detalle que se señala a continuación:

Cuadro N° 23. Estaciones de colecta de plancton. Cuninico, Urarinas – Loreto. Cuarta Intervención (05-11/08/2014). Matriz agua

Código Punto de muestreo	Coordenadas UTM			Descripción
	Datum WGS 84			
	Zona	Este	Norte	
Estación A	18 M	467793	9474435	Ubicada aguas arriba de la zona de ruptura del ducto, a 270 metros del campamento donde se dirige las labores de limpieza de emergencia del canal de flotación del derecho de vía.
Estación D	18 M	468269	9474685	Ubicada aguas abajo del canal de flotación del derecho de vía, el cual se localiza a 5 metros de la tercera barrera de contención. A 200 metros aproximadamente del campamento instalado por el administrado a orillas del río Cuninico.
Estación E	18 M	469722	9475455	Ubicado a 4000 metros aguas abajo del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río, y a 50 metros aproximadamente colindante a una estructura de concreto abandonada.
Estación F	18 M	469893	9475852	Ubicado a 600 metros aguas arriba del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río, y a 100 metros aproximadamente de la descarga de la confluencia del desfogue del Canal de flotación.

Elaboración: DFSAI – OEFA.
Fuente: Dirección de Supervisión – OEFA.

507. En estos puntos de monitoreo se midieron los parámetros de macroinvertebrados bentónicos²⁸² e hidrocarburos aromáticos policíclicos.

²⁸² Folio 1882 del expediente.

508. Los resultados de análisis de muestras de bentos, procedentes del canal de flotación, reflejaron la alteración de la diversidad acuática, reportándose con vida únicamente a los organismos altamente resistentes a la contaminación.
509. Por lo expuesto, se aprecia que los recursos de pesca y recursos acuáticos contenían en su composición sustancias tóxicas que afectaban su vida acuática²⁸³.
510. Por tanto, de los medios probatorios obrantes en el expediente, se ha acreditado el daño real a la fauna de la zona de influencia del derrame.

B) Flora

511. En el acta de la visita de supervisión del 2 al 4 de julio de 2014²⁸⁴ se indicó que la vegetación se encontraba afectada con hidrocarburos:

“Se encontró vegetación impregnada con hidrocarburos”. (N 9475710 E 0469881)

“La vegetación afectada se caracteriza por la presencia de especies como Mauritia, Hexua (aguaje), Crecropsia sp (cetico) triplaris sp (tangarana), ficus sp. (renaco), y otras como uncaria sp, (uña de gato). Otra característica de la zona es que son suelos hidromórfico con presencia intensa de Mauritia Hexnosa conocida como aguajales”. (N 9475471 E 0469757)

512. En el acta supervisión realizada del 9 al 13 de julio del 2014²⁸⁵ se indicó la presencia de suelos y arbustos impregnados con hidrocarburos:

“Hallazgo N° 3

Durante la supervisión de campo se ha podido determinar que entre suelos y arbustos impregnados con petróleo crudo ubicada en la margen derecha del canal de flotación se tiene un área aproximada de 4.2 hectáreas afectadas por el derrame; y hacia la margen izquierda se tiene un área aproximada de 4.5 hectáreas afectadas por el derrame”

513. Lo señalado se aprecia en la siguiente fotografía:

²⁸³ Ver cita 98

²⁸⁴ Folio 47 del expediente.

²⁸⁵ Folio 51 del expediente.



Fotografía N° 12. Se puede apreciar la flora impactada con petróleo.

Fuente: ITA

514. En la visita de supervisión del 22 al 25 julio de 2014²⁸⁶ se apreció flora impregnada con petróleo:



Fotografía N° 13. Se verifico en el canal de flotación la presencia de una película de petróleo crudo, además de estar impregnado los márgenes y vegetales de la zona. (Ver Folio 67 del expediente).

Fuente: ITA

²⁸⁶ Folio 47 del expediente.



Fotografía N° 14. Los árboles que se encuentran alrededor del canal de flotación fueron impregnados con petróleo crudo en su tronco a una altura aproximada de 60 cm. (Ver Folio 71 del expediente).

Fuente: ITA

515. En la supervisión especial realizada del 5 al 11 de agosto del 2014, se determinó que 72 especies de flora fueron impactadas por el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, tal como se indica a continuación:

“Restos de hidrocarburos impregnados en los tallos y raíces de los arboles afectados. Para limpiar el hidrocarburo se debe retirar la corteza o peridermis del tallo y raíz; sin embargo, ello podría llevar a la muerte del árbol, puesto que la corteza contiene los nutrientes que alimentan a los árboles.

Alteración paisajística producida por la conectividad del canal de flotación al ecosistema.

Afectación a la cadena trófica acuática, debido a que algunos frutos sirven de alimento a peces así como la hojarasca que cae.”

516. El grado de afectación a la flora detectado en dicha visita se aprecia en las fotografías que obran en el Anexo 1 del Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS-HID:



Fotografía N° 15. Se evidencia daño real sobre la flora que se encuentra colindante en el canal de flotación. Coordenada 467950E/9474650N.

Fuente: Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS-HID (7 de agosto del 2014)



Fotografía N° 16. En el registro, profesionales del OEFA evidencia afectación sobre la flora colindante al canal de flotación. Se evidencia daño real sobre los tallos de plantas, por la impregnación de petróleo crudo. Coordenada 467950E/9474650N.

Fuente: Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS-HID (7 de agosto del 2014)

517. Al respecto, Petroperú señala que el análisis realizado a la flora de la zona contiene imprecisiones técnicas por lo siguiente: (i) no existe análisis de la determinación de una red trófica (o alimenticia) en el canal de flotación, (ii) solo se ha analizado ciertas especies de vegetación y no todas las que habitan en la zona del derrame, (iii) no se especifica el uso de las plantas objeto de monitoreo, (iv) los diámetros de la altura de pecho de los árboles en pie no son iguales a los troncos ya talados, (v) no se especifica cómo fue medida la cobertura vegetal ni la metodología utilizada; y, (vi) no se ha hecho

un estudio de conectividad paisajística.

518. Corresponde indicar que las variables que indica Petroperú son metodologías adicionales para evidenciar el grado de afectación en la flora. No obstante, en el presente caso, el daño a la flora se evidencia con certeza de las fotografías presentadas como resultado de las actividades de supervisión.
519. Por otro lado, Petroperú señala que el gramalote fue afectado a consecuencia del derrame, no obstante, dicha especie crece en el canal de flotación, en la zona de reserva del Oleoducto Norperuano y a sus alrededores por ser agua estancada, constituyendo un medio de contención natural.
520. Al respecto, tal como se ha señalado en los antecedentes, la especie gramalote es una gramínea perenne con raíces entrecruzadas que forman masas compactas, de tallos comprimidos de un centímetro de diámetro que se desarrollan de manera óptima en climas cálidos y húmedos (zonas pantanosas)²⁸⁷. Asimismo, la especie gramalote tiene gran importancia en la supervivencia de las especies acuáticas²⁸⁸, ya que proporciona alimento (de manera directa o indirecta) y refugio de diversas especies²⁸⁹.
521. En tal sentido, el gramalote es una especie de flora que cumple funciones estrictamente naturales, referidas a la supervivencia del ecosistema mediante la alimentación de especies; por lo que no puede ser considerado como un material con fines de contención de petróleo.
522. Por último, Petroperú señaló que el Organismo de Supervisión de los Recursos Forestales y de Fauna Silvestre (en adelante, OSINFOR) tiene competencias para ejercer la potestad sancionadora por las infracciones a la legislación forestal. En esa línea, el OSINFOR es la entidad a cargo de supervisar, fiscalizar y sancionar en materia forestal.
523. Al respecto, corresponde reiterar que el OEFA es un organismo técnico especializado que cuenta con facultades de evaluación, supervisión y fiscalización ambiental, por lo cual tiene potestad de realizar las acciones de vigilancia, monitoreo y otras similares para asegurar el cumplimiento de las normas ambientales.
524. En ese marco, en el ejercicio de dichas facultades la Dirección de Supervisión recabó medios probatorios que correspondían a la afectación de la flora en virtud del derrame de petróleo ocurrido.
525. Por tanto, de los medios probatorios obrantes en el expediente, se ha acreditado el daño real a la flora de la zona de influencia del derrame.

²⁸⁷ CHACON DÍAZ, Alfonso. *Control del Gramalote (Paspalum fasciculatum) en potreros mediante Herbicidas*. Tesis para obtener el Grado de Magister Scientiae. Instituto Interamericano de Ciencias Agrícolas, Costa Rica, 1969, p. 3.

²⁸⁸ ALCÁNTARA BOCANEGRA, Fernando y Humberto, GUERRA FLORES. *Aspectos de alevinaje de las principales especies nativas utilizadas en piscicultura en la amazonia peruana*. Volumen N° 2. Folia Amazónica IIAP, Perú, 1999, p. 140.

²⁸⁹ DAMASO YONI, Jesús. *El conocimiento ancestral indígena sobre los peces de la Amazonía: Los lagos de Yahuaraca*. Documentos adicionales N° 7 (2006). Leticia: Universidad Nacional de Colombia, Sede Amazonía, 2006.

C) Vida o salud humana

526. En el presente apartado se analizará la ocurrencia del daño a la vida o salud de las personas, como consecuencia de las infracciones acreditadas en el presente procedimiento administrativo sancionador²⁹⁰.
527. De manera previa, es importante señalar que la vida está referida a la existencia de la persona y al goce del conjunto de facultades que le permiten relacionarse y comunicarse con los demás miembros de la sociedad, en tanto que es el presupuesto para el ejercicio de los demás derechos fundamentales²⁹¹.
528. Por otro lado, la salud es una condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo.
529. Para determinar la ocurrencia del daño a la vida o salud, en el presente caso se analizará lo siguiente:
- Si existe población en la zona de influencia del derrame de petróleo.
 - Si el derrame de petróleo afectó el recurso hídrico y el suelo en el canal de flotación, el canal de descarga y el río Cuninico, con lo cual se habría generado una situación de riesgo para la población aledaña (daño potencial).
 - Si existe una afectación objetiva, individualizada, debidamente acreditada y ocasionada por el derrame de petróleo (daño real).

(i) Si existe población en la zona de influencia del derrame de petróleo

530. La zona de influencia, o también conocida como el radio de acción del proyecto²⁹², es aquella área geográfica que podría ser afectada de alguna manera por el desarrollo de las actividades que involucran la implementación y ejecución de un proyecto determinado, es decir, son los límites dentro de los cuales se deben estudiar los impactos (negativos o positivos)²⁹³.
531. La zona de influencia puede ser clasificada en dos tipos: (i) directa; así como (ii) indirecta²⁹⁴. La primera corresponde al área donde puntualmente sucederán los

²⁹⁰ Ley N° 26842, Ley General de Salud

Título Preliminar

- I. La salud es condición indispensable del desarrollo humano y medio fundamental para alcanzar el bienestar individual y colectivo

²⁹¹ RAMÍREZ PARCO, Gabriela Asunción. Tesis para optar el grado de Magíster en Derecho Constitucional: "El ejercicio y limitación de los derechos fundamentales de los reclusos: análisis normativo y de la jurisprudencia emitida por el Tribunal Constitucional", Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, p. 47.

²⁹² ROSALES ROSAS, Ramón. *La Formulación y la evaluación de proyectos: Con énfasis en el sector agrícola*. Primera Edición. San José: Editorial Universidad Estatal a Distancia, 2005, p. 28.

Disponible en:
https://books.google.com.pe/books?id=4Q1xHUdSAMC&pg=PA210&dq=%22area+de+influencia%22+%2B+directa+%2B+indirecta&hl=es-419&sa=X&redir_esc=v#v=onepage&q=%22%C3%A1rea%20de%20influencia%22&f=false
(Fecha de revisión: 20 de setiembre de 2015).

²⁹³ Ibídem, p. 210.

²⁹⁴ UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA (UNAD). *Identificación y delimitación del área de influencia directa e indirecta*. Colombia, 2015.
Disponible en el portal web:
http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358023/Material_en_linea/leccin_8_identificacin_y_delimitacin_del_rea_de_influencia_directa_e_indirecta.html (Fecha de revisión: 20 de setiembre de 2015)

impactos (positivos o negativos), es decir, donde se desarrolla el proyecto. La segunda, es la zona que establece hasta dónde alcanzarán los efectos ambientales producidos por un determinado hecho en la zona de influencia directa.

532. De la revisión del PAMA del Oleoducto Norperuano, se evidencia que no se ha definido la zona de influencia directa e indirecta. Sin embargo, a partir de la base cartográfica del OEFA y de la revisión del mapa temático elaborado en julio de 2014 por la Dirección de Supervisión, denominado “Supervisión especial del 09 al 13 de julio de 2014 – Derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano Km. 42 – Tramo 1”²⁹⁵, se advierte que sí existe población en la zona de influencia del derrame de petróleo, tal como se señala a continuación:

Cuadro N° 24. Población aledaña a la zona de influencia del derrame de petróleo

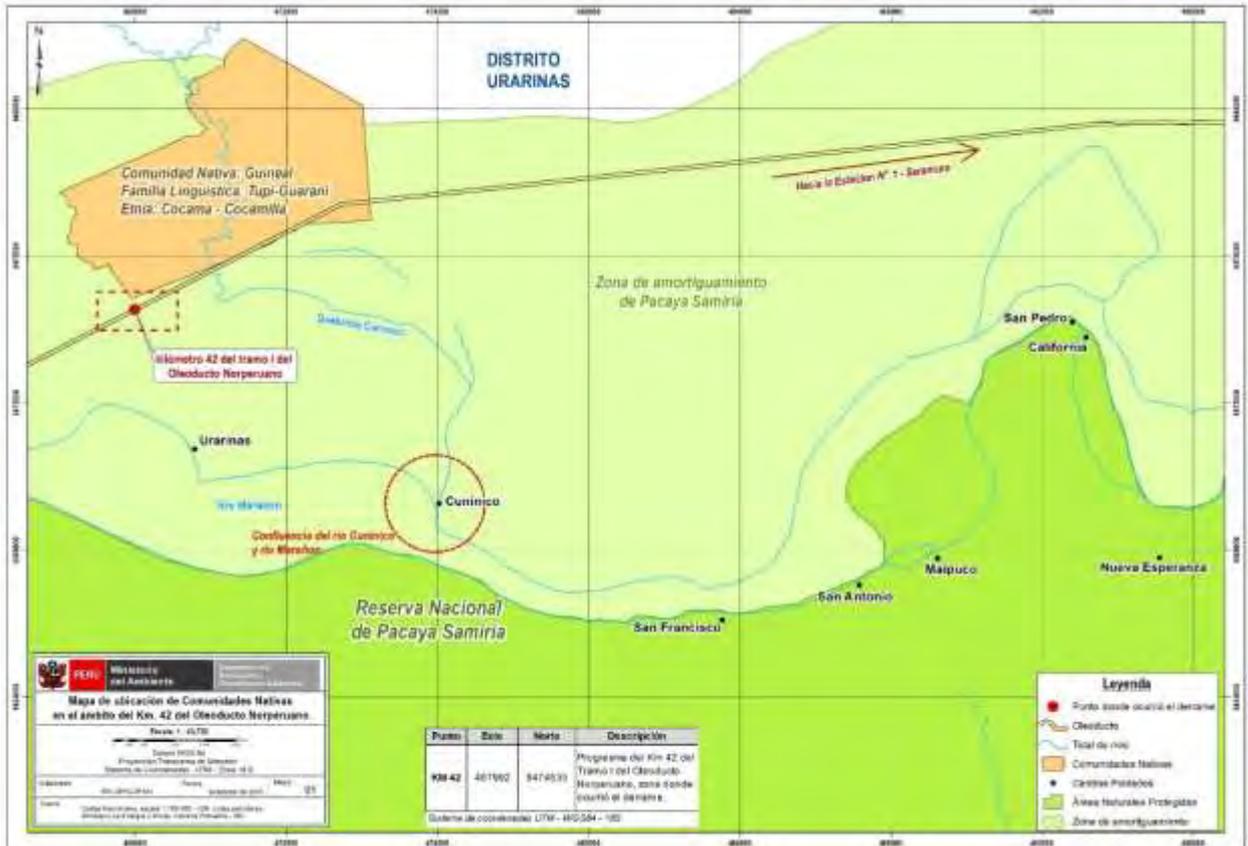
Zona de influencia	Comunidad Nativa	Ubicación	Características
Directa	Guineal	A 300 metros al norte del punto donde ocurrió el derrame de petróleo en el Oleoducto Norperuano	Cuenca hidrográfica: Media baja del río Maraón. Departamento y provincia de Loreto, Distrito de Urarinas.
Directa	Cuninico	Antes de la confluencia de la quebrada de Cuninico y del río Maraón, es decir, aguas abajo del punto donde ocurrió el derrame de petróleo.	Cuenca hidrográfica: Media baja del río Maraón. Departamento y provincia de Loreto, Distrito de Urarinas.
Indirecta	San Francisco	En la margen izquierda del río Maraón, a una distancia aproximada de 17.6 kilómetros al Sureste del punto donde ocurrió el derrame de petróleo en el Oleoducto Norperuano	Cuenca hidrográfica: Media baja del río Maraón. Departamento y provincia de Loreto, Distrito de Urarinas. Área Natural protegida: Reserva Nacional Pacaya Samiria.
Indirecta	Nueva Esperanza	Margen izquierda del río Maraón, a una distancia aproximada de 27.9 kilómetros al Sureste del punto donde ocurrió el derrame de petróleo en el Oleoducto Norperuano	Cuenca hidrográfica: Media baja del río Maraón. Departamento y provincia de Loreto, Distrito de Urarinas. Área Natural protegida: Reserva Nacional Pacaya Samiria

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

Fuente: Mapa denominado “Supervisión especial del 09 al 13 de julio de 2014 – Derrame de petróleo crudo en el oleoducto norperuano Km. 42 – Tramo 1, elaborado por la Dirección de Supervisión

533. Lo señalado se grafica en el siguiente mapa:

Mapa N° 2. Ubicación de Comunidades Nativas en el ámbito del Kilómetro 42 del Oleoducto Norperuano



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA
 Fuente: Instituto del Bien Común (IBC)

534. De esa manera, en la zona de influencia (directa e indirecta) del lugar en el cual ocurrió el derrame de petróleo, existe población que integra comunidades nativas, por ello, corresponde determinar si sufrieron alguna afectación.

(ii) Si el derrame de petróleo afectó el recurso hídrico y el suelo en el canal de flotación, el canal de descarga y el río Cuninico, con lo cual se habría generado una situación de riesgo para la población aledaña (daño potencial)

(ii.1) Análisis del impacto ambiental en el canal de flotación

535. Conforme a lo señalado en la sección de antecedentes, el 1 de julio de 2014 Petroperú reportó al OEFA el derrame de petróleo ocurrido el 30 de junio de 2014 e informó lo siguiente:

- El petróleo derramado fue contenido en el canal de flotación.
- Se colocaron barreras para controlar el derrame de petróleo.

536. El 4 de julio de 2014, los supervisores de la Dirección de Supervisión tomaron diversas muestras en los cuerpos de agua y suelo del canal de flotación y del río de Cuninico.

537. Posteriormente, el OEFA, la ANA, DIGESA y el Laboratorio PENING S.A. (contratado por Petroperú) procedieron a tomar muestras de los parámetros Hidrocarburos Totales

de Petróleo (TPH)²⁹⁶ y Aceites y Grasas²⁹⁷ en las siguientes zonas aledañas al derrame²⁹⁸:

- Canal de flotación.
- Canal de descarga.
- Quebrada Cuninico.

538. Para efectos del presente análisis, se presentan los puntos de monitoreo de los muestreos realizados en el canal de flotación y sus correspondientes resultados de análisis en laboratorio. Los resultados de análisis del canal de descarga y del río Cuninico serán evaluados en los siguientes acápite. El detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 25. Puntos de monitoreo de agua y suelo en el canal de flotación

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
MS1-TPH ONP	Suelo	18M	0467936	9474522	Margen izquierdo del canal de flotación, a 60 metros aproximadamente aguas arriba de la rajadura de la tubería (punto blanco).	Primera (02-04/07/2014)	OEFA
MS2-TPH ONP	Suelo	18M	0467995	9474547	Margen izquierdo del canal de flotación, a 13 metros aproximadamente aguas abajo de la rajadura del ducto.	Primera (02-04/07/2014)	OEFA
MS3-TPH ONP	Suelo	18M	0468239	9474671	Margen izquierdo del canal de flotación, a 280 metros aproximadamente del punto MS2-TPH ONP, siguiendo el curso de agua.	Primera (02-04/07/2014)	OEFA

²⁹⁶ El término hidrocarburos totales de petróleo (TPH) describe un grupo de varios cientos de sustancias químicas derivadas originalmente del petróleo crudo, formados en su mayoría únicamente de hidrógeno y carbono. Asimismo, estos comprenden el rango de los hidrocarburos semivolátiles desde carbono 10 hasta carbono 40 (C₁₀-C₄₀). Corresponde precisar que los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) son una mezcla de productos químicos compuestos principalmente de hidrógeno y carbono, llamados hidrocarburos. Los científicos han dividido a los TPH en grupos de hidrocarburos de petróleo que se comportan en forma similar en el suelo o el agua. Estos grupos se llaman fracciones de hidrocarburos de petróleo:

- Fracción de hidrocarburos F1 o hidrocarburos fracción ligera: Mezcla de hidrocarburos cuyas moléculas contengan entre cinco y diez átomos de carbono (C5 a C10).
- Fracción de hidrocarburos F2 o hidrocarburos fracción media: Mezcla de hidrocarburos cuyas moléculas contengan entre diez y veintiocho átomos de carbono (C10a C28). Los hidrocarburos fracción media deben analizarse en los siguientes productos contaminantes: mezcla de productos desconocidos derivados del petróleo, petróleo crudo, gasóleo, diésel.
- Fracción de hidrocarburos F3 o hidrocarburos fracción pesada: Mezcla de hidrocarburos cuyas moléculas contengan entre veintiocho y cuarenta átomos de carbono (C28 a C40). Los hidrocarburos fracción pesada deben analizarse en los siguientes productos contaminantes: mezcla de productos desconocidos derivados del petróleo, petróleo crudo, combustóleo, parafinas, petrolatos, aceites derivados del petróleo.

²⁹⁷ Son considerados como sustancias de origen vegetal o animal, así como derivados de hidrocarburos de petróleo, que son lentamente degradables e insolubles en el agua. Asimismo, tienden a formar una capa delgada (película lipídica) en la superficie del cuerpo receptor (agua y/o suelo), que impide la penetración de la luz solar y el paso del aire (oxigenación y fotosíntesis).

²⁹⁸ En los análisis de agua de las diferentes entidades se han evaluado los resultados de los parámetros temperatura, conductividad, cloruros, oxígeno disuelto, entre otros; no obstante, para efectos de verificar si los cuerpos hídricos analizados (aguas del canal de flotación, de descarga y quebrada Cuninico) han sido impactados con hidrocarburos, solo se evaluarán los resultados en los parámetros TPH y aceites y grasas.

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
MS4-TPH ONP	Suelo	18M	0469750	9475473	Margen izquierdo del canal de flotación, a 1700 metros aproximadamente del punto MS3-TPH ONP, siguiendo el curso de agua.	Primera (02-04/07/2014)	OEFA
SU-01	Suelo	18M	0468023	9474491	A 40 metros aproximadamente del margen derecho del canal de flotación (siguiendo el curso de agua). A 60 metros aproximadamente de la rajadura del ducto.	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-02	Suelo	18M	0468097	9474582	A 50 metros aproximadamente del margen derecho del canal de flotación, a 117 metros aproximadamente del punto SU-01 (siguiendo el curso de agua).	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-03	Suelo	18M	0468169	9474585	A 35 metros aproximadamente del margen derecho del canal de flotación, límite de franja uniforme dejada por el paso del crudo discurrido. A 77 metros aproximadamente del punto SU-02 (siguiendo el curso de agua).	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-04	Suelo	18M	0468251	9474645	A 80 metros aproximadamente del margen derecho del canal de flotación, a 100 metros aproximadamente del punto SU-03 (siguiendo el curso de agua).	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-05	Suelo	18M	0468647	9474832	A 65 metros aproximadamente del margen derecho del canal de flotación, a 440 metros aproximadamente del punto SU-04 (siguiendo el curso de agua).	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-06	Suelo	18M	0469747	9475435	A 50 metros aproximadamente del margen derecho del canal de flotación, a 1260 metros aproximadamente del punto SU-05 (siguiendo el curso de agua).	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-07	Suelo	18M	0468859	9475015	A 15 metros aproximadamente del margen izquierdo del canal de flotación, a 1220 metros aproximadamente del cruce del Oleoducto con el río Cuninico.	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-08	Suelo	18M	0467998	9474552	Margen izquierdo del canal de flotación, a 25 metros aproximadamente de la rajadura del ducto.	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-09	Suelo	18M	0468022	9474589	Margen izquierdo del canal de flotación, a 40 metros aproximadamente del campamento instalado colindante a la rajadura del ducto.	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-10	Suelo	18M	0468019	9474576	Margen izquierdo del canal de flotación, a 15 metros aproximadamente del campamento instalado colindante a la rajadura del ducto.	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA
SU-11	Suelo	18M	0468373	9474751	A 2 metros aproximadamente del margen izquierdo del Canal de flotación, a 440 metros	Segunda (09-13/07/2014)	OEFA

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
					aproximadamente de la rajadura del ducto.		
EST 01-S01	Suelo	18M	0468585	9474884	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del canal de flotación.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 02-S02	Suelo	18M	0468021	9474487	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 15 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 03-S03	Suelo	18M	0468002	9474481	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 52 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 04-S04	Suelo	18M	0468038	9474484	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 70 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 05-S05	Suelo	18M	0468046	9474509	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 60 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 06-S06	Suelo	18M	0468081	9474533	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 50 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 07-S07	Suelo	18M	0468126	9474575	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 24 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 08-S08	Suelo	18M	0468109	9474578	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del canal de flotación, a 15 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 09-S09	Suelo	18M	0468017	9474603	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del canal de flotación, a 35 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
EST 10-S10	Suelo	18M	0468049	9474614	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del canal de flotación, a 30 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 11-S11	Suelo	18M	0468056	9474597	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del canal de flotación, a 23 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 12-S12	Suelo	18M	0468039	9474598	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del canal de flotación, a 15 metros aproximadamente de la rajadura de la Tubería del Oleoducto del tramo 1.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
MA1-ONP	Agua	18M	0467952	9474516	Canal de flotación, a 50 metros aproximadamente aguas arriba de la rajadura del ducto (punto blanco).	Primera (02-04/07/2014)	OEFA
MA2-ONP	Agua	18M	0468230	9474660	Canal de flotación, a 270 metros aproximadamente aguas abajo de la rajadura del ducto.	Primera (02-04/07/2014)	OEFA
A-01	Agua	18M	0468597	9475009	Cocha ubicada a 200 metros aproximadamente del margen izquierdo del canal de flotación, a 775 metros aproximadamente del campamento instalado colindante a la rajadura del ducto.	Segunda (09 - 13/07/2014)	OEFA
A-02	Agua	18M	0469048	9475092	Canal de flotación, a 1020 metros aproximadamente del cruce del Oleoducto con el río Cuninico, colindante a uno de los extremos del gramalote que cubre un tramo del canal de flotación.	Segunda (09 - 13/07/2014)	OEFA
EST 01- A1	Agua	18M	0467795	9474438	Canal de flotación, a 215 metros aproximadamente aguas arriba de la rajadura de la tubería (muestra blanco).	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 02-A2 ^(*)	Agua	18M	0469725	9475444	Canal de flotación, a un (01) metro aguas abajo de la tercera barrera de contención. A 246 metros aproximadamente del cruce del Oleoducto con el río Cuninico.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 03-A3 ^(*)	Agua	18M	0469048	9475084	Canal de flotación, a dos (02) metros aproximadamente aguas abajo de la primera barrera de contención.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
02MA1	Agua	18M	0467962	9474516	Punto de control aguas arriba del canal de flotación.	04/07/2014	PENING
02MA2	Agua	18M	0468231	9474664	Punto de control del área impactada.	04/07/2014	PENING
MA2	Agua	18M	0469040	9475090	Tramo I del ONP kilómetro. 41+833, extremo de ramalote del canal de flotación del derecho de vía (siguiendo el curso de agua).	12/07/2014	PENING

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
MA4	Agua	18M	0469874	9475704	Confluencia de la salida del canal de flotación con el río Cuninico (después de las barreras de contención).	12/07/2014	PENING
CTube1	Agua	18M	468903	9475024	Canal de flotación de Tubería a 20 minutos del punto del derrame de crudo.	07/07/2014	ANA
Estación B	Agua	18 M	467793	9474435	A 200 metros del campamento de operaciones de limpieza, aguas arriba de la zona de ruptura del ducto en el canal de flotación dentro del derecho de vía.	Cuarta (05-11/08/2014)	OEFA

Elaboración: DFSAI – OEFA

Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

Cuadro N° 26. Resultado de los análisis en el componente suelo²⁹⁹

Punto de Monitoreo	Parámetros					
	F1 (C5-C10) mg/Kg MS	% de Exceso	F2 (C10-C28) mg/Kg MS	% de Exceso	F3 (C28-C40) mg/Kg MS	% de Exceso
MS1-TPH ONP	<10		<10		<10	
MS2-TPH ONP	849	324.5	12836	969.7	30128	904.3
MS3-TPH ONP	<10		75.2		176	
MS4-TPH ONP	<10		116		562	
SU-01	<6.00		458.6		398.26	
SU-02	106.65		3162.98	163.6	1595.97	
SU-03	<6.00		18833.74	1469.5	9064.06	202.1
SU-04	<6.00		6.26		108.98	
SU-05	<6.00		<6.00		94.35	
SU-06	<6.00		<6.00		19.16	
SU-07	<6.00		<6.00		58.79	
SU-08	<6.00		21825.06	1718.8	8733.48	191.1
SU-09	<6.00		17415.61	1351.3	9055.4	201.8
SU-10	51.88		51038.23	4153.2	25119.46	737.3
SU-11	<6.00		6768.88	464.1	3756.41	25.2
EST 01-S01	<10		50.8		774	
EST 02-S02	81.8		10674	789.5	29328	877.6
EST 03-S03	<10		127		1295	
EST 04-S04	98		24256	1921.3	66392	2113.1
EST 05-S05	196		23382	1848.5	65320	2077.3
EST 06-S06	<10		207		2004	
EST 07-S07	90.1		2161	80.1	6345	111.5
EST 08-S08	2537	1168.5	18250	1420.8	52302	1643.4

²⁹⁹ Cabe precisar que solo se han considerado los monitoreos efectuados en el parámetro de hidrocarburos totales de petróleo (TPH), más no de metales (arsénico, bario, cadmio, mercurio y plomo) debido a que en estos parámetros no se encontró exceso en ninguno de los casos.

Punto de Monitoreo	Parámetros					
	F1 (C5-C10) mg/Kg MS	% de Exceso	F2 (C10-C28) mg/Kg MS	% de Exceso	F3 (C28-C40) mg/Kg MS	% de Exceso
EST 09-S09	<10		5317	343.1	16070	435.7
EST 10-S10	1590	695	36484	2940.3	108144	3504.8
EST 11-S11	227	13.5	41626	3368.8	123586	4019.5
EST 12-S12	827	313.5	53638	4369.8	151580	4952.7
(*) ECA Suelo Uso Agrícola D.S N° 002-2013-MINAM	200		1200		3000	

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

Cuadro N° 27. Resultado de los análisis en el componente agua³⁰⁰

Punto de Monitoreo	Parámetros		
	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)	Aceites y Grasas (mg/L)	Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales
MA1-ONP	<0,20	1.7	-
MA2-ONP	212.96	1008.2	-
A-01	0.38	3.2	<0.0005
A-02	<0.20	3.4	<0.0005
EST 01-A1	-	1.1	-
EST 02-A2	-	<1.0	-
EST 03-A3	-	1.2	-
02MA1	N.D.	N.D.	-
02MA2	1.6	13	-
MA2	N.D.	2.2	-
MA4	N.D.	2.5	-
CTube1	0.44	1.7	-
Estación B	<0.20	<1.0	-
ECA Agua Categoría 4: Conservación del Ambiente Acuático D.S. N° 002-2008 MINAM	Ausente³⁰¹	Ausencia de película visible	Ausente
ECA Agua Categoría 3: Conservación del Ambiente Acuático D.S. N° 002-2008 MINAM	No registra	1	No registra

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

539. De los resultados señalados en los Cuadros A.2 y A.3 se concluye que en el canal de

³⁰⁰ Cabe indicar que de acuerdo al ECA agua Categoría 4 del Decreto Supremo N° 002-2008 MINAM el recurso hídrico no debería contener parámetros de aceites y grasas e Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

³⁰¹ De acuerdo al Informe Técnico N° 001-2015-ANA remitido al OEFA mediante Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015, se compara los resultados de Hidrocarburos Totales de Petróleo con el valor establecido para Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

flotación se excedieron los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) del parámetro TPH³⁰² en: (i) 4 puntos del cuerpo hídrico, incumpliendo lo establecido en el Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM³⁰³; y, (ii) 36 puntos de suelo, incumpliendo lo establecido en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM³⁰⁴.

540. Asimismo, en el cuerpo hídrico se ha comprobado un exceso de ECA agua en el parámetro **Aceites y Grasas**, establecido en el Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM.
541. De esa manera, de los resultados obtenidos se advierte que se incumplieron los ECA para suelo y agua del canal de flotación.
542. A continuación se señalarán los argumentos de descargo de Petroperú respecto de los resultados señalados, además del análisis de dichos argumentos:

Los resultados correspondientes a la calidad de agua

- Petroperú señala que es incorrecto aplicar el Protocolo nacional del monitoreo de calidad de los cuerpos naturales de agua aprobado por la ANA, para los monitoreos realizados en el canal de flotación, por ser un cuerpo de agua artificial.

Al respecto, cabe señalar que de acuerdo al análisis realizado en el acápite referido a la Imputación N° 3, se determinó que el canal de flotación no es un cuerpo artificial, sino más bien constituye un medio físico que alberga seres vivos, por lo que sí es aplicable el Protocolo nacional del monitoreo de calidad de los cuerpos naturales de agua

Los resultados correspondientes a la calidad de suelo

- Petroperú señala que los suelos del canal de flotación, las áreas aledañas y tapones de tierra que forman parte de dicha infraestructura, no presentan concentración de hidrocarburos en todos los puntos de control, ya que de acuerdo a los análisis de laboratorio realizados por la empresa PENING S.A.C. (números AFQ-018, 019, 020, 021 y 022) entre los días 4 y 13 de agosto del 2014, los resultados se encuentran por debajo de los valores recomendados en los ECA.

Al respecto, cabe indicar que el hecho de que todos los puntos de control de suelo no presenten concentraciones de TPH o Aceites y Grasas que sobrepasen los ECA, no invalida los resultados obtenidos en puntos donde se comprobó científicamente la excedencia de dichos parámetros, tal como se acreditó con los resultados de monitoreo antes señalados.

- Petroperú señala que el suelo del canal de flotación es de uso comercial y no agrícola, al estar relacionado a una actividad de servicios: transporte de hidrocarburos por ductos. En tal sentido, el análisis de suelos realizados por el OEFA mediante el Informe Técnico Complementario N° 454-2014-OEFA/DS-HID es incorrecto, toda vez que la

³⁰² Cabe señalar que los resultados del análisis de laboratorio han sido sobre el parámetro TPH y sobre sus fracciones: (Fracción de hidrocarburos F1 (C₅-C₁₀), Fracción de hidrocarburos F2 (C₁₀-C₂₈) y Fracción de hidrocarburos F3 (C₂₈-C₄₀).

³⁰³ Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM, Aprueban los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua

³⁰⁴ Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, Aprueban Estándares de Calidad Ambiental para Suelo

Dirección de Supervisión comparó los resultados obtenidos con los valores de ECA aplicables a los "suelos agrícolas"³⁰⁵.

Sobre el mencionado argumento, corresponde indicar que no existe una zonificación territorial que establezca que el suelo del canal de flotación tiene una aptitud industrial o extractiva, por lo cual su evaluación no se realizó en función a un ECA para uso de suelo industrial o extractivo.

Asimismo, la Dirección de Supervisión consideró que los suelos de la selva tienen un potencial uso agrícola, a pesar de que la actividad realizada sea industrial o extractiva. En este sentido, para los efectos del presente procedimiento, el suelo de dicha zona puede ser comparado con valores de ECA establecidos para tierra agrícola, en función a su uso potencial.

- Por otro lado, Petroperú señala que el muestreo de suelos no ha cumplido con lo dispuesto en la Guía de Muestréos de Suelos aprobada mediante Resolución Ministerial N° 085-2014-MINAM (en adelante, Guía de Muestréos de Suelos), debido a que en el Informe Técnico Complementario N° 454-2014-OEFA/DS-HID no se estableció: (i) una distribución sistemática, monitoreo en un área representativa de interés mediante una malla de muestreo y de profundidad, (ii) la profundidad del muestreo, que depende del tipo de suelo y contaminante a estudiar; y, (iii) un estudio de caracterización³⁰⁶.

Al respecto, cabe indicar que la Guía de Muestreo de Suelos establece como objetivo brindar las especificaciones para el muestreo de sitios contaminados, determinando la presencia, identidad y cantidad de contaminantes presentes, así como la extensión y volumen de sitios contaminados en todo proyecto.

En el presente caso, en el Informe Técnico Complementario N° 0454-2014-OEFA/DS-HID del 18 de noviembre del 2014, se indicó que la Guía de Muestréos de Suelos fue usada de manera referencial debido a que no se contaba aún con los valores de fondo a nivel nacional³⁰⁷.

En tal sentido, se aprecia que la Guía de Muestréos de Suelos no podía ser aplicada integralmente al momento de la supervisión puesto que aún no se contaba con niveles de fondo en el área impactada con petróleo.

543. Por lo expuesto, se concluye que se detectó el exceso de los ECA para suelo y agua en el canal de flotación, lo cual representa un impacto negativo en la calidad de tales cuerpos receptores y un riesgo significativo para la vida o salud de la población³⁰⁸.

³⁰⁵ Ver escrito recibido el 5 de diciembre del 2014 en folio 1976 del expediente.

³⁰⁶ Ver escrito recibido el 5 de diciembre del 2014 en folio 1977 del expediente.

³⁰⁷ Los valores de fondo a nivel nacional se definen en el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM, como la concentración en el suelo de los químicos regulados y que no fueron generados por la actividad objeto de análisis, sino que se encuentran de manera natural o fueron generados por alguna fuente antropogénica ajena a la actividad objeto de análisis.

³⁰⁸ **Ley General del Ambiente - Ley N° 28611**

Artículo 31.- Del Estándar de Calidad Ambiental

31.1 El Estándar de Calidad Ambiental - ECA es la medida que establece el nivel de concentración o del grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, presentes en el aire, agua o suelo, en su condición de cuerpo receptor, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni al ambiente. Según el parámetro en particular a que se refiera, la concentración o grado podrá ser expresada en máximos, mínimos o rangos.

(ii.2) Análisis del impacto ambiental en el río Cuninico

544. Para efectos del presente análisis se presentan los puntos de monitoreo del muestreo realizado en el río Cuninico y sus correspondientes resultados de análisis en laboratorio. El detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 28. Puntos de monitoreo de agua en el río Cuninico

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
MA3-ONP	Agua	18M	0470265	9475106	Río Cuninico, a 500 metros aproximadamente aguas abajo de la confluencia del desfogue del canal de flotación.	Primera (02-04/07/2014)	OEFA
A-04	Agua	18M	0469877	9475714	Río Cuninico, a un (01) metro aproximadamente de la barrera de contención de la confluencia del desfogue de canal de flotación.	Segunda (09 - 13/07/2014)	OEFA
A-05	Agua	18M	0469908	9475867	Río Cuninico, a 100 metros aproximadamente aguas arriba de la confluencia del desfogue del canal de flotación.	Segunda (09 - 13/07/2014)	OEFA
A-06	Agua	18M	0475969	9469351	Río Cuninico, a 100 metros aproximadamente aguas arriba de su confluencia con el río Marañón. (Frente a la Comunidad Nativa Cuninico).	Segunda (09 - 13/07/2014)	OEFA
EST 04- A4	Agua	18M	0469879	9475713	Río Cuninico, a un (01) metro aproximadamente de la barrera de contención de la confluencia del desfogue de canal de flotación.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 05- A5	Agua	18M	0469798	9475929	Río Cuninico, a 233 metros aproximadamente aguas arriba de la confluencia del desfogue del canal de flotación.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
EST 06- A6	Agua	18M	0475999	9469438	Río Cuninico, a 100 metros aproximadamente aguas arriba de su confluencia con el río Marañón, frente a la Comunidad Nativa Cuninico.	Tercera (23 - 25/07/2014)	OEFA
RCuni1	Agua	18M	0469872	475802	Río Cuninico, aguas arriba de la confluencia del canal de flotación.	07/07/2014	ANA
RCuni2	Agua	18M	0469892	475702	Río Cuninico, aguas abajo aprox. 10 metros de la confluencia del canal de Flotación.	07/07/2014	ANA
RCuni3	Agua	18M	0476084	9469655	Río Cuninico, antes de la desembocadura al río Marañón.	07/07/2014	ANA
MA5	Agua	18M	0469896	9475876	Río Cuninico, a 100m. aprox. aguas arriba de la confluencia del canal de flotación.	12/07/2014	PENING
MA6	Agua	18M	0478973	9469358	Río Cuninico, a 100m. aprox. aguas arriba de su confluencia con el río Marañón. frente al Caserío Cuninico.	12/07/2014	PENING

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
Cuninico309	Agua	18M	---	---	Comunidad Nativa.	Del 11 - 12/07/2014	DIGESA310
Estación N° 1	Agua	18M	469963	9475560	A orillas deel río Cuninico	5/07/2014	DIGESA
Estación N° 2	Agua	18M	476103	9469698	A orillas del centro poblado de Cunnico	5/07/2014	DIGESA

Elaboración: DFSAI – OEFA

Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

Cuadro N° 29. Resultado de los análisis del componente agua³¹¹

Punto de Monitoreo	Parámetros			
	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)	% de Exceso	Aceites y Grasas (mg/L)	Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales
MA3-ONP	<0.20	-	3.7	-
A-04	<0.20	-	1.5	<0,0005
A-05	<0.20	-	6.1	<0,0005
A-06	2.17	334	4.5	<0,0005
EST 04-A4	-	-	<1.0	-
EST 05-A5	-	-	<1.0	-
EST 06-A6	-	-	<1.0	-
RCuni1	<0.04	-	<1.0	-
RCuni2	0.08	-	<1.0	-
RCuni3	<0.04	-	<1.0	-
MA5	N.D.	-	1.8	-
MA6	N.D.	-	1.5	-
Cuninico	No	-	-	-
Estación N° 1	0,109	218	-	-
Estación N° 2	0,079	158	-	-
ECA Agua Categoría 4: Conservación del Ambiente Acuático D.S. N° 002-2008 MINAM	Ausente³¹²		Ausencia de película visible	Ausente
ECA Agua Categoría 3: Conservación del Ambiente Acuático D.S. N° 002-2008 MINAM	No registra		1	No registra

³⁰⁹ Cabe precisar que no se indican las coordenadas UTM de los puntos tomados por DIGESA.

³¹⁰ Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM - Conservación del Ambiente Acuático - ríos de la Selva ECA – Categoría 1: Poblacional y Recreacional – Aguas superficiales destinadas a la producción de agua potable – Subcategoría A-1.

³¹¹ Cabe indicar que, debido a que el estándar de calidad de agua (ECA) es ausente, para los parámetros de aceites y grasas e Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales, se entiende que existe un exceso en todos los casos.

³¹² De acuerdo al Informe Técnico N° 001-2015-ANA remitido al OEFA mediante Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015, se compara los resultados de Hidrocarburos Totales de Petróleo con el valor establecido para Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

Punto de Monitoreo	Parámetros			
	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)	% de Exceso	Aceites y Grasas (mg/L)	Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales
ECA Agua Categoría 1: Poblacional y Recreacional. A1 Aguas que pueden ser potabilizadas con desinfección D.S. N° 002-2008 MINAM	0.05		---	0.007-0.02 (dependiendo del tipo de aromático)

Elaboración: DFSAI – OEFA

Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

545. De los resultados del muestreo realizado en el suelo y agua del río Cuninico se concluye lo siguiente:

- En el punto de monitoreo A-06 (Segunda supervisión del OEFA) se excedió el parámetro TPH del ECA Categoría 1 y 4, al resultar 2.17 mg/L.;
- en el punto de monitoreo Rcuni 2 se excedió el parámetro TPH del ECA Categoría 1 y 4, al resultar 0.08 mg/L;
- en los puntos de monitoreo Estación N  1 y 2 se determinó un exceso en el parámetro TPH del ECA Categoría 1 y 4, al resultar 0.109 y 0,079 mg/L.
- Cabe señalar que en algunos casos no ha sido posible determinar el exceso en el parámetro TPH en cuerpo de agua, debido a que en la mayoría de los equipos el límite de detecci n³¹³ era de >0,2 mg/L. Esto quiere decir, que el equipo no detectaba valores entre 0 a 0,2; a pesar que de acuerdo a la Categoría 4, el valor de Hidrocarburos (en sus distintas modalidades) debía ser de 0.

546. De esa manera, de los resultados obtenidos, se determina que s  existió un grado de contaminación en el río Cuninico.

547. A continuación se señalan los argumentos de descargo de Petroperú respecto de los resultados de los monitores y el análisis de los mismos:

- En relación con los monitoreos realizados por DIGESA, Petroperú señala que la modificación de la categoría de los ríos Cuninico y Maraón realizada por dicha entidad, no tiene sustento legal por lo siguiente: (i) no es la autoridad competente para clasificar los cuerpos de agua; y, (ii) no existe ninguna disposición que habilite a DIGESA a modificar discrecionalmente la categoría asignada a un cuerpo receptor³¹⁴.

³¹³ APONTE MARIN, Michel Darwin. *Validación y documentación de la determinación de sulfatos y cloro residual libre en aguas en el laboratorio Aliscca Ltda.* Tesis para optar el grado académico de Químico en la Escuela de Química de la Facultad de Tecnologías. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2010, p. 7.
"El límite de detección (en adelante, L.D.) se define como la cantidad o concentración mínima de sustancia que puede ser detectada con fiabilidad por un método analítico determinado".

³¹⁴ El Artículo 2° del Decreto Supremo N° 023-2009-MINAM por el cual se aprueban Disposiciones para la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental (ECA) para Agua establece el listado de actividades o recursos considerados en cada categoría para efectos de verificar el cumplimiento del ECA. Para el presente caso es importante identificar las Categorías 1, 3 y 4 que se señalan a continuación:

Artículo 2.- Precisiones de las Categorías de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua (ECA) para Agua

Para la implementación del Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM y de la presente norma, se deberán tener en consideración las siguientes precisiones de las Categorías de los ECA para Agua:

a. Categoría 1. Poblacional y Recreacional

Asimismo, indica que el río Marañón está clasificado como categoría 3, de acuerdo al anexo 1 de la Resolución Jefatural N° 202-2010-ANA. Por consiguiente, el río Cuninico también debió ser clasificado con categoría 3, al tratarse de un afluente del río Marañón, conforme lo dispuesto en el artículo 3.3 del Decreto Supremo N° 023-2009-MINAM³¹⁵.

Al respecto, cabe señalar que mediante el Informe Técnico N° 001-2015-ANA, la ANA señaló que, en la actualidad, las actividades principales en el río Marañón son la pesca y la caza, y no el riego de vegetales de tallo bajo y alto a las cuales les corresponde la categoría 3; por ello, se optó por utilizar de manera referencial la categoría 4, para muestrear las aguas del canal de flotación y del río Cuninico, complementariamente a la categoría 3.

Asimismo, la presencia de hidrocarburos fue evaluada con el parámetro TPH de la categoría 4, debido a que la categoría 3³¹⁶ no contempla al parámetro Hidrocarburos en sus distintas modalidades.

Sin perjuicio de lo señalado, respecto de la comparación realizada por la DIGESA con el ECA Categoría 1-A1, corresponde indicar que fue en aras de evaluar el riesgo a la

i. Sub Categoría A. Aguas superficiales destinadas a la producción de agua potable

*** A1. Aguas que pueden ser potabilizadas con desinfección.**

Entiéndase como aquellas destinadas al abastecimiento de agua para consumo humano con desinfección, de conformidad con la normativa vigente.

(...)

c. Categoría 3. Riego de vegetales y bebida de animales.

i. Vegetales de tallo bajo

Entiéndase como aguas utilizadas para el riego de plantas, frecuentemente de porte herbáceo y de poca longitud de tallo; que usualmente tienen un sistema radicular difuso o fibroso y poco profundo. Ejemplos: ajo, lechuga, fresa, col, repollo, apio, arvejas y similares.

ii. Vegetales de tallo alto

Entiéndase como aguas utilizadas para el riego de plantas, de porte arbustivo o arbóreo, que tienen una mayor longitud de tallo. Ejemplos: árboles forestales, árboles frutales, entre otros.

iii. Bebida de animales

Entiéndase como aguas utilizadas para bebida de animales mayores como ganado vacuno, ovino, porcino, equino o camélido, y para animales menores como ganado caprino, cuyes, aves y conejos.

d. Categoría 4. Conservación del ambiente acuático.

Están referidos a aquellos cuerpos de agua superficiales, cuyas características requieren ser preservadas por formar parte de ecosistemas frágiles o áreas naturales protegidas y sus zonas de amortiguamiento.

(...)

ii. Ríos

Incluyen todas las aguas que se mueven continuamente en una misma dirección. Existe por consiguiente un movimiento definido y de avance irreversible; corresponde a aguas en estado lótico.

*** Ríos de la costa y sierra**

Entiéndase como aquellos ríos y sus afluentes, comprendidos en la vertiente hidrográfica del Pacífico y del Titicaca, y en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes.

*** Ríos de la selva**

Entiéndase como aquellos ríos y sus afluentes, comprendidos en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes; en las zonas meándricas.

³¹⁵ Decreto Supremo N° 023-2009-MINAM, Aprueban Disposiciones para la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua

Artículo 3.- De la asignación de categorías para los cuerpos de agua.

A efectos de asignar la categoría a los cuerpos de agua respecto a su calidad, la Autoridad Nacional del Agua deberá considerar lo siguiente:

(...)

3.3 Para aquellos cuerpos de agua que no se les haya asignado categoría de acuerdo a su calidad, se considerará transitoriamente la categoría del recurso hídrico al que tributan.

³¹⁶ De acuerdo a la Resolución Jefatural N° 202-2010-ANA del 22 de marzo del 2010, el río Marañón tiene las siguientes clasificaciones:

- (i) Río Marañón (ámbito de ALA alto Marañón): Categoría 4
- (ii) Río Marañón (aguas abajo de ALA alto Marañón): Categoría 3

salud que conlleva el incumplir dicho ECA; no obstante, no se condice con los resultados obtenidos por el OEFA, ANA y PENING.

548. Por lo expuesto, los argumentos de defensa de Petroperú no han desvirtuado el incumplimiento de los ECA agua del río Cuninico, lo cual representa un impacto negativo en la calidad de tales cuerpos receptores y un riesgo significativo para la vida o salud de la población.

(ii.3) Relación de impacto generado en el canal de flotación del Tramo I del Oleoducto Norperuano y las aguas del río Cuninico

549. Como se ha descrito anteriormente, el canal de flotación y el río Cuninico se encuentran conectados a través de un canal de descarga.

550. En esa línea, corresponde verificar si el canal de descarga también fue impactado con petróleo, y así poder determinar la relación que existe entre la contaminación de las aguas del canal de flotación y las del río Cuninico.

551. Para efectos del presente análisis, se presentan los puntos de monitoreo del muestreo realizado en el canal de descarga y sus correspondientes resultados de análisis en laboratorio. El detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 30. Puntos de monitoreo de la zona de descarga (que conecta al canal de flotación con el río Cuninico)

Código Punto de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM			Descripción	Supervisión fecha	Procedencia
		Datum WGS84					
		Zona	Este	Norte			
A-03	Agua	18M	0469583	9475396	Al inicio del Canal de desfogue hacia el río Cuninico (aguas arriba de las barreras de contención).	Segunda (09 - 13/07/2014)	OEFA

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

Cuadro N° 31. Resultado de los análisis en el componente agua³¹⁷

Punto de Monitoreo	Parámetros		
	Hidrocarburos Totales de Petróleo (mg/L)	Aceites y Grasas (mg/L)	Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales
A-04	0.24	5.2	<0.00005
ECA Agua Categoría 4: Conservación del Ambiente Acuático D.S. N° 002-2008 MINAM	Ausente³¹⁸	Ausencia de película visible	Ausente
ECA Agua Categoría 3: Conservación del Ambiente Acuático D.S. N° 002-2008 MINAM	No registra	1	No registra

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

³¹⁷ Debido a que el estándar de calidad de agua (ECA) es ausente, para los parámetros de aceites y grasas e Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales, se entiende que existe un exceso en todos los casos.

³¹⁸ De acuerdo al Informe Técnico N° 001-2015-ANA remitido al OEFA mediante Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015, se compara los resultados de Hidrocarburos Totales de Petróleo con el valor establecido para Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

552. De los resultados, se concluye que en el canal de descarga se excedieron los ECA de los parámetros **Aceites y Grasas** y **TPH**³¹⁹ en el cuerpo de agua, incumpliendo lo establecido en el Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM.
553. En tal sentido, las barreras colocadas en el canal de flotación y en el canal de descarga no habrían sido impedimento para que las trazas de petróleo se desplacen hacia el río Cuninico (como se ha evidenciado en las fotos registradas en la supervisión especial del 09 al 12 de julio de 2014).
554. De lo expuesto, se aprecia que existe contaminación ambiental en la ruta canal de flotación, canal de descarga y el río Cuninico, conforme se ha desarrollado en el presente acápite.
555. A continuación se señalan los argumentos de descargos de Petroperú respecto de los resultados de los monitoreos y el análisis de los mismos:
- Petroperú señala que los excesos de Aceites y Grasas y TPH, encontrados fuera del canal de flotación, no guardan relación con el derrame de petróleo ocurrido en el Oleoducto Norperuano, en virtud de lo señalado por la Autoridad Local del Agua y DIGESA, mediante el Oficio N° 024-2014-ANA-ALA-IQUITOS y el Informe N° 5353-2014/DEPA/DIGESA³²⁰, respectivamente.

Al respecto, cabe señalar que mediante el Informe N° 001423-2015/DEPA/DIGESA del 17 de marzo del 2015, se concluye que los monitoreos realizados por la DIGESA eran insuficientes para determinar que Petroperú era el causante de la afectación a las aguas del río Cuninico; no obstante, en el Informe Técnico N° 001-2015-ANA se concluyó que *“el derrame ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Norperuano afectó la calidad del canal de flotación y aguas debajo de su afluencia al río Cuninico”*. En tal sentido, conforme al Informe Técnico del ANA y a los medios probatorios obrantes en el expediente, se puede acreditar de manera fehaciente que las actividades de Petroperú afectaron la calidad de las aguas del río Cuninico (agua abajo de su afluencia).

- Petroperú señala que luego de efectuar los análisis correspondientes modificó la postura técnica que declaró en su Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales³²¹, donde señaló que se observaron trazas de petróleo en el río Cuninico; siendo que en el Reporte Final de Emergencias Ambientales concluyó que no existe ningún tipo de trazas de hidrocarburos.

³¹⁹ Cabe señalar que los resultados del análisis de laboratorio han sido sobre el parámetro TPH y sobre sus fracciones: (Fracción de hidrocarburos F1 (C₅-C₁₀), Fracción de hidrocarburos F2 (C₁₀-C₂₈) y Fracción de hidrocarburos F3 (C₂₈-C₄₀).

³²⁰ Petroperú señala que en el Oficio N° 024-2014-ANA-ALA-IQUITOS³²⁰ se señala que el derrame ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Norperuano afectó la calidad del canal de flotación y aguas abajo de su afluencia al río Cuninico. No obstante, no habría afectado el tramo del río Cuninico hasta antes de la desembocadura al río Marañón, ni tampoco al río Marañón.

Asimismo, indica que el Informe N° 5353-2014/DEPA/DIGESA constituye un medio de prueba que acredita que los excesos de metales y TPH detectados tienen una fuente de contaminación distinta a las actividades de Petroperú. En efecto, agrega que el impacto del TPH debió ser causado por las actividades de pesca a través de botes a motor.

³²¹ En el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, Petroperú señaló lo siguiente: *“Por causas aún no determinadas, cerca al Km 39+584, se presentó un afloramiento de petróleo crudo, el cual se ha confinado mayormente en el lecho del canal de flotación donde se emplaza la tubería, trazas de hidrocarburo llegaron al río Cuninico, afluente del río Marañón, pero están siendo controladas mediante barreras”* (el resaltado es nuestro).

Al respecto, en el presente procedimiento administrativo sancionador el OEFA ha acreditado un impacto a la calidad de las aguas del río Cuninico, a través de métodos técnicos y científicos y no basó sus resultados únicamente en el reporte presentado por la empresa.

Asimismo, en relación con la modificación de la postura técnica de Petroperú, es importante señalar que las trazas de petróleo que fueron visibles cuando presentó el Reporte Preliminar de Emergencias, pudieron haberse diluido o evaporado³²².

- Por último, Petroperú señaló que la vegetación (gramalote)³²³ que se encontraba en el canal de flotación evitó que llegara el petróleo al río Cuninico. Ello se sustenta en lo señalado en el numeral VII del Informe Técnico N° 116-2014-ANA-ALA-IQUITOS/EJDG-ECA emitido por la ANA.

Al respecto, de la revisión VII del Informe Técnico N° 116-2014-ANA-ALA-IQUITOS/EJDG-ECA, se aprecia que, efectivamente, se indica que *“la vegetación (gramalote) que se encontraba en el canal de flotación evitó que llegara el crudo de petróleo al río Cuninico”*. No obstante, dicha conclusión debe ser entendida conjuntamente con el numeral VI. Análisis del mencionado informe, que indica: *“(…) la presencia de vegetación (gramalote) que fue la que retuvo gran cantidad de crudo, debido a ello solo se observó en el río Cuninico luminiscencia de colores pero mínima”*, y con el Informe Técnico N° 001-2015-ANA donde se concluyó que *“el derrame ocurrido en el Tramo I del Oleoducto Norperuano afectó la calidad del canal de flotación y aguas debajo de su afluencia al río Cuninico”*.

556. Por tanto, en el presente acápite se ha acreditado que el impacto negativo generado en las aguas del río Cuninico se encuentra relacionado con el derrame de petróleo generado en el canal de flotación, debido a que quedó acreditado que existe un grado de contaminación ambiental en la ruta canal de flotación - canal de descarga - río Cuninico.
557. Por lo expuesto, del análisis de los puntos i) y ii) ha quedado acreditado que existe población en la zona de influencia directa e indirecta de la zona en la cual ocurrió el derrame y que las aguas del canal de flotación, canal de descarga y del río Cuninico fueron afectadas por el derrame de petróleo y reportan un grado de contaminación.
558. Por ello, se evidencia que el derrame de petróleo originó un daño potencial a la

³²² Evaporación: Se reduce la solubilidad de las trazas de hidrocarburo en el agua, su concentración y grado de toxicidad sobre los componentes bióticos (flora, fauna y salud de las personas). Usualmente en este proceso se pierde el 50% del crudo entre las 24 y 48 horas posteriores al derrame.

Disolución: Se diluyen las trazas de hidrocarburo por efecto del viento y las corrientes de agua durante su trayecto en el río Cuninico. Generalmente, el proceso de disolución de hidrocarburos es más significativo dentro de las 10 primeras horas.

En: LOYA DEL ANGEL, Daniela Itzel. *Tecnologías para la restauración de suelos contaminados por hidrocarburos*. Tesis para obtener el grado de Especialista en Gestión e Impacto Ambiental en la Facultad de Ciencias Biológicas y Agropecuarias. Tuxpan: Universidad Veracruzana, 2013, p. 11.
“El tiempo de disolución depende de la composición, tasa de esparcimiento, temperatura del cuerpo receptor, grado de dispersión, entre otros. Aunque el proceso comienza inmediatamente, es de largo plazo y continúa durante todo el proceso de degradación del hidrocarburo”.

³²³ De acuerdo a lo señalado por Petroperú, el gramalote es una especie de flora que nace en aguas estancas, razón por la cual ha crecido en el canal de flotación, sirviendo como una barrera natural en caso de derrame.

vida y salud de las personas que se encuentra en la zona de influencia, ya que las sustancias contaminantes detectadas en el agua y suelo tienen características tóxicas y podrían ser ingeridas por la población, mediante la ingesta de alimentos o en el desarrollo de sus actividades económicas.

(iii) Si existe una afectación objetiva, individualizada, debidamente acreditada y ocasionada por el derrame de petróleo

559. De acuerdo a lo señalado anteriormente, el daño real es la lesión, detrimento, pérdida, impacto negativo, perjuicio, menoscabo, alteración, afectación o daño concreto al bien jurídico protegido.

560. El artículo 19° de la Ley N° 30230, señala que el daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas supone que la afectación sea objetiva, individualizada y debidamente acreditada.

561. De esa manera, para determinar la ocurrencia del daño real a la vida o la salud en los términos de la Ley N° 30230 y de la imputación en el presente procedimiento administrativo sancionador, se deberá evaluar si la población de la zona de influencia del Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano fue afectada en su vida o salud como consecuencia del derrame de petróleo.

562. En relación con lo señalado, en el presente procedimiento administrativo se valoraron los siguientes medios probatorios:

Cuadro N° 32. Principales medios probatorios actuados relacionados al daño a la vida o salud humana

N°	Medios probatorios	Documento mediante el cual fue presentado	Folios
1	Lista de atención de personas del Centro de Salud de Mapuyco	Informe Técnico Acusatorio N° 284-2014-OEFA/DS, emitido por la Dirección de Supervisión del 5 de agosto de 2014	146
2	Encuestas realizadas a la población de la Comunidad de Cuninico sobre el impacto del derrame	Informe Técnico Acusatorio N° 284-2014-OEFA/DS, emitido por la Dirección de Supervisión del 5 de agosto de 2014	147 - 171
3	Siete constancias emitidas por el licenciado en enfermería Carlos Lobato Carpio, encargado de la Micro Red Maypuco del Centro de Salud Maypuco con fechas 22 de agosto de 2014 y mediante las cuales se deja constancia de capacitaciones realizadas.	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	561-566
4	Acta de Atención médica de fecha 22 de agosto de 2014 (Campaña médica y actividades recreativas)	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	567.-568
5	Acta de atención médica del 13 de agosto de 2014 (Campaña médica)	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	569
6	Acta de atención médica del 20 de agosto de 2014 (Campaña médica)	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	570

N°	Medios probatorios	Documento mediante el cual fue presentado	Folios
7	Plan Operativo Institucional de 2013 emitido por la Dirección Regional de Salud Loreto del Gobierno Regional de Loreto.	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	571-618
8	Reporte Epidemiológico de Loreto del año 2104 (SE 30) emitido por la Dirección de Epidemiología de la Dirección Regional de Salud del Gobierno Regional de Loreto	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	619-623
9	Hoja de datos de seguridad de materiales preparado por Petroperú en diciembre de 2013, referida al Petróleo Industrial N° 500.	Escrito de descargos presentado por Petroperú el 27 de agosto de 2014	624-625
10	Video del reportaje "Manto negro en Iquitos – derrame de Petroperú y su insólita medida" emitido por el canal Panamericana Televisión	Razón Subdirectoral del 18 de marzo de 2015	2361
11	Declaración de la doctora Carmen Paredes Salazar, quien dirigió el centro asistencial de la zona del derrame.	Razón Subdirectoral del 18 de marzo de 2015	2362
12	Fotografías y videos con testimonios de la población	Escrito del 3 de junio de 2015 presentado por el APU de la Comunidad de Cuninico	2712

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

563. Asimismo, a efecto de mejor resolver, en relación con la posible afectación a la vida o salud humana se realizaron las consultas correspondientes a las entidades competentes en materia de salud, tal como se señala a continuación:

Cuadro N° 33

N°	Requerimiento de la Subdirección de Instrucción e Investigación	Dirigido	Respuesta
13	Oficio N° 008-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA	Oficio N° 0675-2015/DEPA/DIGESA
14	Oficio N° 014-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección Regional de Salud de Loreto – DIRESA Loreto	Oficio N° 209-2015-GRL-DRSL/30.09.04
15	Oficio N° 015-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección General de Epidemiología - Ministerio de Salud	Oficio N° 202-2015-DGE-DVE-JVSP/MINSA
16	Oficio N° 016-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA	Oficio N° 002134-2015/DG/DIGESA
17	Oficio N° 020-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Instituto Nacional de Salud - Ministerio de Salud	Oficio N° 401-2015-J-OPE/INS

Elaboración: DFSAI – OEFA
Fuente: Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

564. De la evaluación de los medios probatorios actuados se concluye lo siguiente:

- El medio probatorio 1 reporta la atención en el mes de julio de 6 pacientes en el Centro de Salud de la comunidad de Cuninico, por enfermedades tales como la amigdalitis, urticaria y enfermedades diarreicas agudas.

En el mencionado reporte no se señalan las causas de dichas enfermedades, por lo que no es posible determinar que las afecciones se produjeron como consecuencia del derrame de petróleo.

- Los medios probatorios 2 y 12 comprenden 25 encuestas realizadas a miembros de la comunidad de Cuninico y testimonios sobre el impacto del derrame. Sin embargo, los mencionados documentos por sí mismos no generan convicción respecto de las enfermedades señaladas y su relación con el derrame de petróleo.
- En relación con el medio probatorio 10, donde se aprecian imágenes del personal a cargo de la limpieza de la zona, es preciso señalar que de la evaluación del mismo se evidencia que el personal se encuentra a cargo de las labores de remediación, lo cual no es materia del presente procedimiento administrativo sancionador debido a que se trata de una etapa posterior a la ocurrencia del derrame de petróleo.
- De los medios probatorios presentados por Petroperú, señalados en los numerales 3 al 9 y el 11 se advierte que la Dirección Regional de Salud de Loreto y la médica Carmen Paredes Salazar, quien dirigió el centro de asistencia de Cuninico, presentan información respecto de las incidencias de enfermedades durante la etapa previa a la ocurrencia del derrame y luego de haber ocurrido el mismo, con la finalidad de demostrar que el número de atenciones se mantuvo constante y que no se reportaron casos de enfermedades vinculadas al derrame de petróleo.
- Asimismo, cabe señalar que en el marco de la labor de instrucción realizada por la Subdirección de Instrucción e Investigación se realizaron consultas a las autoridades locales y nacionales competentes en materia de salud, a quienes se les solicitó información sobre las consecuencias del derrame de petróleo en la salud de la población.

A la fecha, dichas autoridades remitieron las comunicaciones de respuesta, pero no reportaron ningún caso de afectación real a la vida o salud de algunas personas.

565. Por lo expuesto, en virtud de los actuados en el presente procedimiento administrativo sancionador, no se ha acreditado la afectación objetiva, individualizada a la vida o salud humana, en los términos de la Ley N° 30230, por lo que no se acreditó el daño real a la vida o salud humana en el presente caso.

Conclusiones del daño a la vida o salud humana

566. De acuerdo a lo expuesto, en el presente procedimiento se ha acreditado la existencia de daño real a la flora y fauna y el daño potencial a la vida o salud humana, como consecuencia del derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, por responsabilidad de Petroperú.
567. De los medios probatorios obrantes en el presente procedimiento administrativo sancionador y luego de las consultas realizadas a las autoridades competentes en materia de salud, no se acreditó el daño real a la vida o salud humana como consecuencia del derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

Conclusiones del análisis respecto de las Imputaciones 1, 2 y 3

568. Del análisis realizado en el presente procedimiento administrativo sancionador, ha quedado acreditado lo siguiente:
- Petroperú es responsable por no haber realizado las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano, de conformidad con la obligación

asumida en su PAMA, lo cual ocasionó daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; conducta que infringe el Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental y el Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.

- Petroperú es responsable por no haber detectado ni controlado a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, de conformidad con la obligación asumida en su PAMA, lo cual ocasionó daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; conducta que infringe el Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental y el Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.
- Petroperú es responsable por el derrame de petróleo al ambiente, ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, lo cual ocasionó daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; conducta que infringe el Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

V MEDIDAS CORRECTIVAS

VI.1 Marco normativo y criterios para la imposición de medidas correctivas

569. La medida correctiva consiste en un mandato ordenado por la autoridad administrativa que tiene por finalidad tutelar de forma directa el interés público mediante el restablecimiento del orden jurídico incumplido por la comisión de una infracción administrativa³²⁴.
570. Los efectos de la conducta infractora mencionados consisten en afectaciones generadas al ambiente, las cuales pueden ser de dos tipos: (i) ecológica pura, que se refiere a la afectación al ambiente y recursos naturales (afectación directa); y, (ii) por influjo ambiental, que se refiere a la afectación de la salud de las personas como consecuencia de la contaminación ambiental (afectación indirecta).
571. Para contrarrestar las mencionadas afectaciones es posible ordenar diversos tipos de medidas correctivas: medidas de adecuación, medidas de paralización, medidas restauradoras y medidas compensatorias³²⁵.

³²⁴ Véase GARCÍA URETA, Agustín. La potestad inspectora de las administraciones públicas. Madrid: Marcial Pons, 2006, pp. 145-146.

³²⁵ **Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas a que se refiere el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, aprobados por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD**

III. Tipos de medidas correctivas

31. Cabe señalar que existen cuatro (4) tipos de medidas correctivas, a saber:

a. Medidas de adecuación: tienen por objeto que el administrado adapte sus actividades a estándares determinados, para así asegurar la mitigación de posibles efectos perjudiciales en el ambiente o la salud de las personas. Estas medidas deberían darse frente a supuestos en los cuales el daño y la infracción son de carácter menor, por lo que basta una actuación positiva del administrado para asegurar la reversión de los posibles perjuicios.

Estas medidas son los cursos de capacitación ambiental obligatorios y los procesos de adecuación conforme a los instrumentos de gestión ambiental regulados en los Literales a) y d) del Numeral 136.4 del Artículo 136° de la LGA y los Incisos (vi) y (ix) del Numeral 38.2 del Artículo 38° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD.

572. El Numeral 1) del Artículo 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental señala que el OEFA podrá: “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”.
573. Asimismo, los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas a que se refiere el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD (en adelante, Lineamientos para el dictado de medidas correctivas), establecen las directrices y metodología para la aplicación de medidas correctivas por parte del OEFA.
574. Conforme a los Lineamientos para el dictado de medidas correctivas de conformidad con los principios de razonabilidad³²⁶ y proporcionalidad, la medida debe ser necesaria e idónea para revertir o disminuir los efectos negativos reales o potenciales que haya causado la conducta infractora a los bienes jurídicos protegidos por la normativa ambiental. En dicha línea, esta Dirección considera que en la aplicación de medidas correctivas debe tenerse en consideración lo siguiente:
- (i) La conducta infractora tiene que haber sido susceptible de producir efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas.
 - (ii) La medida debe resultar necesaria para revertir o disminuir los efectos de la conducta infractora.
 - (iii) El dictado de la medida correctiva debe sustentarse en un análisis técnico basado en el desempeño ambiental de la empresa.
 - (iv) La medida debe dictarse respetando el ámbito de libre decisión del administrado en lo que respecta a su gestión ambiental, toda vez que no debe interferir en el desarrollo de sus actividades o en la manera que estos gestionan el

b. Medidas de paralización: pretenden paralizar o neutralizar la actividad que genera daño ambiental, y así evitar que se continúe con la afectación del ambiente y la salud de las personas. En esta categoría podemos encontrar medidas como el decomiso de bienes, la paralización o restricción de actividades o el cierre temporal o definitivo de establecimientos, las cuales están contempladas en los Literales a), b) y c) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA y los Incisos (i), (ii) y (iv) del Numeral 38.2 del Artículo 38° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

c. Medidas de restauración: tienen por objeto restaurar, rehabilitar o reparar la situación alterada, con la finalidad de retornar al estado de cosas existente con anterioridad a la afectación. Estas medidas se encuentran reguladas en el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA y el Inciso (v) del Numeral 38.2 del Artículo 38° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

d. Medidas de compensación ambiental: tienen por finalidad sustituir el bien ambiental afectado que no puede ser restaurado. Estas medidas se encuentran establecidas en el Literal c) del Numeral 136.4 del Artículo 136° de la LGA, el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA y el Inciso (v) del Numeral 38.2 del Artículo 38° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

326

Ley N° 27444 -Ley del Procedimiento Administrativo General

“Artículo IV.- Principios del procedimiento administrativo

(...)

4. Principio de razonabilidad.- Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.”

cumplimiento de dicha medida.

- (v) El plazo de cumplimiento de la medida correctiva debe ser razonable, en consideración a los factores ambientales y del contexto de la unidad productiva, entre otros criterios.

575. De la misma manera, en reiterada jurisprudencia del Tribunal Constitucional, tal como puede apreciarse en la Sentencia recaída en el Expediente N° 2192-2004-AA/TC³²⁷ del 11 de octubre del 2004, se ha indicado que el análisis de razonabilidad de una medida implica, entre otras cosas, la necesidad e idoneidad de la medida a imponer de tal manera que cause la menor afectación posible a los derechos de los implicados en el caso.
576. Adicionalmente a ello, el 17 de febrero del 2015 se publicó el Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD³²⁸ (en adelante, Reglamento de Medidas Administrativas), el cual regula la aplicación de dichas medidas, incluyendo a las medidas correctivas.
577. Asimismo, para la verificación del cumplimiento de la medida correctiva, cabe resaltar que corresponde al administrado acreditar dicho cumplimiento, de acuerdo a lo dispuesto por el Numeral 39.1 del Artículo 39° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en adelante, TUO del RPAS)³²⁹.

³²⁷ Sentencia del Tribunal Constitucional de fecha 11 de octubre del 2004, disponible en: <http://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2005/02192-2004-AA.html> (última revisión: 23/01/2015), en la cual se indica lo siguiente:

- “20. (...) Por tanto, una decisión razonable en estos casos supone, cuando menos:*
- a) La elección adecuada de las normas aplicables al caso y su correcta interpretación, tomando en cuenta no sólo una ley particular, sino el ordenamiento jurídico en su conjunto.*
 - b) La comprensión objetiva y razonable de los hechos que rodean al caso, que implica no sólo una contemplación en “abstracto” de los hechos, sino su observación en directa relación con sus protagonistas, pues sólo así un “hecho” resultará menos o más tolerable, confrontándolo con los “antecedentes del servidor”, como ordena la ley en este caso.*
 - c) Una vez establecida la necesidad de la medida de sanción, porque así lo ordena la ley correctamente interpretada en relación a los hechos del caso que han sido conocidos y valorados en su integridad, entonces el tercer elemento a tener en cuenta es que la medida adoptada sea la más idónea y de menor afectación posible a los derechos de los implicados en el caso.*
- (...)”.*

³²⁸ **Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo 007-2015-OEFA/CD**

“Artículo 2°.- Medidas administrativas

2.1 Las medidas administrativas son disposiciones emitidas por los órganos competentes del OEFA que tienen por finalidad de interés público la protección ambiental. Dichas medidas forman parte de las obligaciones ambientales fiscalizables de los administrados y deben ser cumplidas en el plazo, forma y modo establecidos. 2.2 Constituyen medidas administrativas las siguientes:

- Mandato de carácter particular;
- Medida preventiva;
- Requerimiento de actualización de instrumento de gestión ambiental;
- Medida cautelar;
- Medida correctiva; y
- Otros mandatos emitidos de conformidad con la Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.”

³²⁹ **Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD**

“**Artículo 39.- Ejecución de una medida correctiva**

39.1 Corresponde al administrado acreditar que ha cumplido con ejecutar la medida correctiva dispuesta por la Autoridad Decisora.

578. Por otro lado, considerando la suspensión del procedimiento administrativo sancionador condicionada al cumplimiento de las medidas correctivas conforme a lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, conviene precisar que posteriormente al dictado de dichas medidas se iniciará el procedimiento de ejecución correspondiente por parte de esta Dirección, en el que se verificará su cumplimiento considerando la modalidad y los plazos otorgados para ello.
579. Luego de desarrollado el marco normativo, corresponde analizar si en el presente procedimiento corresponde ordenar medidas correctivas, considerando si el administrado revirtió o no los impactos generados a causa de la infracción detectada.

VI.2 La finalidad de las medidas correctivas

580. El objetivo primordial de las medidas correctivas es reparar o revertir la lesión de un bien jurídico, sin embargo, este tipo de medidas también incentivan a los administrados a desarrollar mecanismos que eviten la comisión de infracciones y, por tanto, los impactos ambientales que puedan ocasionar el desarrollo de sus actividades³³⁰.
581. Los resultados de la implementación de las medidas correctivas causan efectos positivos directos al ambiente y permite que las empresas desarrollen o culminen sus actividades en armonía con el ambiente, asegurando una protección eficaz del mismo. Ello debido a que la implementación de dichas medidas en el transcurso de las operaciones de los administrados o al final de las mismas propician la reparación y restauración del ambiente, reponen las cosas al estado anterior de la comisión de la infracción, y previenen futuros impactos ambientales.
582. Conforme a lo establecido, corresponde analizar si en el presente procedimiento debe ordenarse el dictado de una medida correctiva.

VI.3 Aplicación de las medidas correctivas

583. En el presente caso, se ha determinado la responsabilidad administrativa de Petroperú debido a la comisión de tres (3) infracciones administrativas, en los términos señalados en el parágrafo 568.
584. Por tanto, sobre la base de las recomendaciones y propuestas de medidas correctivas efectuadas por la Dirección de Supervisión del OEFA en los Informes N° 484-2014-OEFA/DS-HID³³¹ y N° 485-2014-OEFA/DS-HID³³², emitidos el 1 de diciembre del 2014, corresponde ordenar el cumplimiento de las medidas correctivas señaladas a continuación, en relación con las conductas infractoras.

(...)"

³³⁰ AGUILAR ROJAS, Grethel; O. IZA, Alejandro. *Manual de Derecho Ambiental en Centroamérica*. Unión Mundial para la Naturaleza. Oficina Regional para Mesoamérica. 2005. Págs.166-167.

³³¹ Folio 1946 del expediente.

³³² Folio 1948 del expediente.

A. Medida correctiva N°1: Petroperú deberá acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma), a fin de garantizar el restablecimiento de las condiciones del área impactada a su estado natural

A.1) Revisión del Plan de Acción presentado por Petroperú para restablecer las condiciones del área impactada

585. La presente medida correctiva se refiere a acreditar el cumplimiento total de las obligaciones establecidas en el Plan de Acción de Petroperú, el cual fue presentado al OEFA a raíz del derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+883 del Oleoducto Norperuano. Para ello, a continuación se presentan las gestiones y hechos relacionados a la elaboración de la versión final del Plan de Acción.
586. El artículo 56° del RPAAH³³³ establece que las áreas que por cualquier motivo resulten contaminadas o de cualquier otra forma afectadas por las Actividades de Hidrocarburos deberán ser rehabilitadas en el plazo establecido por el OEFA, el cual supervisará y fiscalizará la ejecución de la rehabilitación.
587. En este sentido, mediante Carta N° ADM4-512-2014 del 5 de agosto del 2014, Petroperú remitió a la Dirección de Supervisión el “Plan de Acción – Contingencia Ambiental kilómetro 39 del Oleoducto Norperuano Versión: V01.Rev 0”, a fin de adoptar acciones frente al derrame de petróleo en la progresiva Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
588. En respuesta a ello, la Dirección de Supervisión solicitó a Petroperú remitir en forma quincenal, los informes de avance de los trabajos de remediación estipulados en el Plan de Acción mencionado, a fin de realizar el seguimiento de sus actividades consideradas.
589. El 4 de setiembre del 2014, Petroperú presentó a la Dirección de Supervisión la modificación del “Plan de Acción Versión 01. Rev” 0 al “Plan de Acción Versión 01. Rev 1”. En dicha modificación, Petroperú realizó la variación de los plazos para el cumplimiento y actividades a desarrollar, por lo que el 18 y 19 de setiembre del 2014, la mencionada Dirección realizó la quinta visita de supervisión para verificar el cumplimiento del nuevo “Plan de Acción Versión 01. Rev 1”.
590. El 26 de setiembre del 2014, Petroperú presentó a la Dirección de Supervisión la modificación del “Plan de Acción Versión 01. Rev 1” al “Plan de Acción Versión 01. Rev 2”³³⁴. Dicho Plan contiene el desarrollo de veinte (20) actividades ambientales, divididas en cinco (5) rubros, los cuales se refieren a lo siguiente: (i) confinamiento y recuperación de petróleo derramado; (ii) limpieza y remediación de áreas afectadas;

³³³ **Decreto Supremo N° 015-2006-EM que aprueba el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos**

“Artículo 56°.- Las áreas que por cualquier motivo resultaren contaminadas o de cualquier otra forma afectadas por las Actividades de Hidrocarburos deberán ser rehabilitadas en el plazo establecido por OSINERG teniendo en cuenta la magnitud de la contaminación, el daño ambiental y el riesgo de mantener esa situación. La ejecución de la rehabilitación será supervisada y fiscalizada por OSINERG.”

Cabe señalar que mediante Resolución N° 001-2011-OEFA/CD, el Consejo Directivo del OEFA aprobó las materias objeto de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad, provenientes del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería- OSINERGMIN, estableciéndose el 04 de marzo de 2011 como la fecha en que el OEFA asumiría dichas funciones

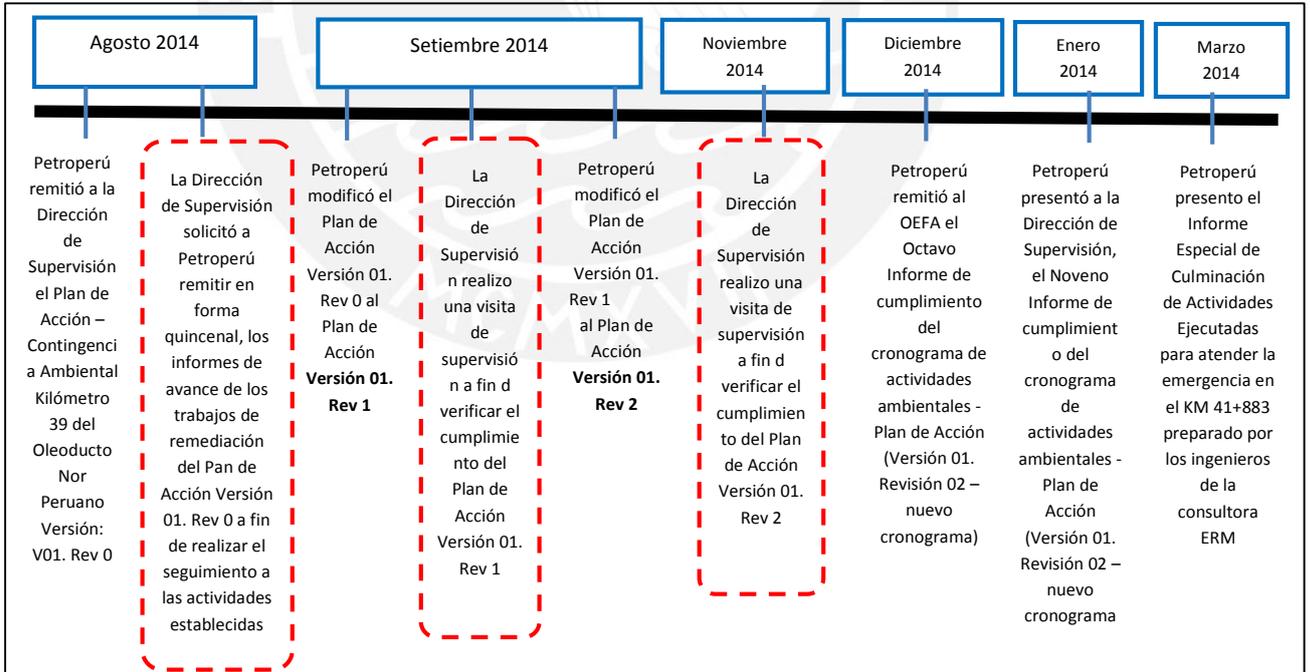
³³⁴ Folio 1946 del expediente.

(iii) traslado y disposición temporal o final de material contaminado; (iv) restauración de fauna habitable en el canal de flotación; y, (v) monitoreos ambientales participativos con Organismos Fiscalizadores (agua y suelos), tal como se aprecia a continuación:



591. En ese sentido, el 22 de noviembre del 2014 la Dirección de Supervisión realizó la sexta supervisión especial al área del derrame de petróleo crudo ocurrido en el Kilómetro 41+833 en el Tramo I del Oleoducto Norperuano, con el objetivo de verificar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma, en adelante Nuevo Plan de Acción), presentado por Petroperú al OEFA el 26 de setiembre del 2014.
592. Los resultados de dicha supervisión fueron recogidos por la Dirección de Supervisión en los Informes N° 484-2014-OEFA/DS-HID y N° 485-2014-OEFA/DS-HID del 1 de diciembre del 2014.
593. En esta línea, el 5 de enero del 2015, Petroperú presentó a la Dirección de Supervisión, el Noveno Informe de cumplimiento del cronograma del Nuevo Plan de Acción³³⁵.
594. Por último, mediante escrito presentado el 22 de abril del 2015, Petroperú remitió el Informe Especial de Culminación de Actividades Ejecutadas para atender la emergencia en el Kilómetro 41+883³³⁶ (en adelante, el Informe de Culminación de Actividades), preparado por los ingenieros de la consultora Environmental Resources Management Perú S.A. (en adelante, Consultora ERM), como parte de las obligaciones estipuladas en el Nuevo Plan de Acción. Dicho informe indicó que Petroperú cumplió con las acciones comprometidas en su nuevo Plan de Acción, quedando pendiente únicamente la ejecución del programa post-remediación.
595. Lo explicado en los párrafos precedentes se resume en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 20. Plan de Acción– Contingencia Ambiental Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano y modificatorias



Elaboración: DFSAI-OEFA
Fuente: DFSAI-OEFA

³³⁵ Folios 2098 al 2111 del expediente. El Noveno Informe de cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma) de Petroperú fue presentado el 7 de enero del 2015 a la Dirección de Supervisión y fue remitido a la Dirección de Fiscalización el 20 de enero del 2015.

³³⁶ Folios 2552 al 2590 del expediente.

596. Sobre la base de lo señalado en los Informes N° 484-2014-OEFA/DS-HID y N° 485-2014-OEFA/DS-HID emitidos por la Dirección de Supervisión y el Informe Especial de Culminación de Actividades, se puede evidenciar que existen actividades pendientes de ejecutar por Petroperú, a fin de acreditar el cumplimiento total del cronograma del Nuevo Plan de Acción.
597. En ese sentido, procede la aplicación de una medida correctiva para que Petroperú acredite el cumplimiento total del Nuevo Plan de Acción³³⁷.

Medida correctiva a dictar

598. El Noveno Informe³³⁸ de cumplimiento del cronograma del Nuevo Plan de Acción, presentado por Petroperú, estableció el cumplimiento al 100% de las actividades, excepto los ítems enmarcados en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 35

Ítem	Actividad	Porcentaje de cumplimiento
N° 1 Confinamiento y recuperación de petróleo derramado		
1.1	Confinamiento del producto derramado utilizando barreras de contención	100%
1.2	Recuperación de crudo emulsionado en cilindros	100%
1.3	Recuperación de emulsión de agua de lavado en cilindros	100%
1.4	Habilitación de viaducto para el transporte de sacos contaminados	100%
1.5	Trasteo de cilindros vía aérea entre punto de contingencia hacia orillas del Marañón	100%
1.6	Transporte de cilindros vía fluvial desde el río Marañón hacia Estación 5	100%
N° 2 Limpieza y remediación de las áreas afectadas		
2.1	Limpieza del área realizada por cuadrillas de personal contratado	100%
2.2	Embolsado de sacos con material contaminado	100%
2.3	Transporte desde áreas afectadas hacia punto de acopio en el Km. 41	100%
2.4	Traslado de sacos del Km. 41 a cruce del río Cuninico	100%
2.5	Eko Grid	65%
N° 3 Traslado y disposición temporal o final de material contaminado		
3.1	Habilitación del almacén temporal de residuos sólidos peligrosos en Estación 5, de requerirse	100%
3.2	Retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado	93%
N° 4 Restauración de fauna habitable en el canal de flotación (peces)/flora		
4.1	Contratación de servicios de evaluación ambiental y social de la zona afectada	100%
4.2	Evaluación ambiental y social de acuerdo a contrato (ERM)	85%
4.3	Ejecución y puesta en marcha del programa de restauración propuesto por Cia Especialista	0%
4.4	Monitoreo y Evaluación post restauración	0%
N° 5 Monitoreos ambientales participativos con organismos fiscalizadores (agua y suelos)		
5.1	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) inmediatamente ocurrida la contingencia ambiental	100%
5.2	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) durante los trabajos de limpieza y remediación	100%
5.3	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) posterior a los trabajos de limpieza y remediación	80%

Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos
Fuente: Petroperú

³³⁷ Folio 1946 del expediente.

³³⁸ Folios 2098 al 2111 del Expediente. El Noveno Informe de cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma) de Petroperú fue presentado el 7 de enero del 2015 a la Dirección de Supervisión y fue remitido a la Dirección de Fiscalización el 20 de enero del 2015.

599. Ahora bien, antes de establecer la medida correctiva para el presente caso, corresponde precisar lo siguiente:

- Con respecto al **Eko Grid** (ejecutado al 65% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción), en el Informe de Culminación de Actividades se señaló que el sistema Eko Grid fue instalado la primera semana de noviembre del 2014 y que estaría previsto mantenerlo hasta el mes de junio del 2015, fecha en la que la Consultora ERM indicó que debía realizarse un nuevo monitoreo de aguas superficiales y suelos. Sin embargo, a la fecha de emitida la presente resolución, en el expediente no obran medios probatorios que acrediten la culminación de la aplicación del sistema Eko Grid.

En ese sentido, con la finalidad de lograr de que Petroperú acredite la efectiva restauración del suelo, y la permanencia, inmigración y el posterior repoblamiento de las especies terrestres y acuáticas autóctonas que fueron amenazadas y/o afectadas por la ocurrencia del derrame³³⁹, se deberá considerar en el dictado de la medida correctiva las acciones complementarias para acreditar la efectividad del sistema Eko Grid establecido por Petroperú, en concordancia con lo señalado por la Consultora ERM.

- Con respecto al **retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado** (ejecutado al 93% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción), en el Informe de Culminación de Actividades, se señaló que Petroperú contrató a la Compañía Bruner para realizar el servicio de recolección, transporte y disposición final de material contaminado producto de la contingencia ambiental en el kilómetro 41+833, y que el servicio culminó el 6 de marzo del 2015 con la disposición de 140, 342 sacos con residuos peligrosos (suelo y maleza), equivalentes a 2, 114.54 toneladas.

En ese sentido, con la finalidad de acreditar el retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado, se deberá considerar en el dictado de la medida correctiva las acciones relacionadas a la limpieza total del área impactada.

- Con respecto a la **restauración de flora y fauna y su posterior monitoreo** (ambos ejecutados al 0% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción), en el Informe de Culminación de Actividades no se especifica las acciones que van a ser tomadas por Petroperú para efectuar el programa de restauración de la flora y fauna (peces) habitable en el canal de flotación y la evaluación post restauración de dicho programa.

En ese sentido, con la finalidad de acreditar la restauración y monitoreo de la flora y fauna, la medida correctiva deberá establecer la vía para demostrar los resultados de tales monitoreos.

- Con respecto al **monitoreo de agua y suelo luego de culminada la remediación** (ejecutado al 80% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción), en el Informe de Culminación de Actividades se indicó que Petroperú efectuó, entre los meses de julio y diciembre del 2014, once (11) monitoreos de suelos y

³³⁹ SÁNCHEZ GÁNDARA, Arturo. *Conceptos básicos de gestión ambiental y desarrollo sustentable*, Primera Edición. 2011.

aguas superficiales dentro del Canal de Flotación y en los ríos Cuninico y Marañón, en coordinación y participación de representantes de OEFA y de las comunidades.

En ese sentido, con la finalidad de acreditar la restauración y monitoreo de la flora y fauna, la medida correctiva deberá establecer la vía para demostrar los resultados de tales monitoreos.

- Con respecto a la **evaluación ambiental y social de acuerdo a contrato (ERM)** (ejecutados al 85 % según el cronograma del Nuevo Plan de Acción), en el Informe de Culminación de Actividades, no se evidencia el cumplimiento total de dicha obligación.

En ese sentido, con la finalidad de acreditar la evaluación ambiental y social, la medida correctiva deberá establecer la vía para demostrar los resultados de tales monitoreos.

600. Por último, el Informe de Culminación de Actividades indica que elaboró cuatro (4) informes sobre las cuatro (4) fases de la evaluación ambiental y social: i) informe preliminar, ii) informe de caracterización, iii) estudios de riesgo a la salud y el ambiente, iv) plan de acción post-remediación. Según señala ERM, los referidos informes concluyen en la inexistencia de riesgos para la salud y el ambiente; sin embargo, dichos informes no obran en el expediente.
601. En consideración a lo señalado, y en aplicación de los lineamientos de medidas correctivas, en concordancia con los principios de razonabilidad y de proporcionalidad, corresponde ordenar la siguiente medida correctiva:

Cuadro N° 36

Medidas correctivas		
Obligación	Plazo para el cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
<p>Petróleos del Perú S.A. deberá acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma), a fin de garantizar el restablecimiento de las condiciones del área impactada a su estado natural en un tiempo razonable³⁴⁰.</p>	<p>Seis (6) meses, desde el día siguiente de notificada la presente resolución.</p>	<p>En un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petróleos del Perú S.A. deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe que detalle como mínimo lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Las áreas, en metros cuadrados, de aplicación del Eko Grid ubicadas en un plano legible y la cantidad de fracción de hidrocarburo actual en las zonas donde se aplicó el sistema Eko Grid. Dicha información debe sustentarse en los resultados de análisis de un laboratorio debidamente acreditado por la autoridad competente y adjuntar los medios probatorios visuales (fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS). 2. Los resultados de los monitoreos efectuados en los componentes suelo y agua luego del 6 de marzo del 2015 en el canal de flotación, zona adyacente al canal de flotación, en el río Cuninico y en el río Marañón; toda vez que la Consultora ERM indica que el 12 de diciembre del 2014 se realizó el último monitoreo de suelos y agua superficial por Petróleos del Perú S.A., a fin de hacer seguimiento al proceso de restauración. Dichos monitores deberán señalar como mínimo el patrón de muestreo y no deberán exceder los estándares de calidad ambiental ECA suelo, ECA agua vigentes a la fecha de realización de los monitoreos. 3. Los resultados del primer monitoreo biológico en flora y fauna (peces) habitable en el canal de flotación, a fin de que acredite el cumplimiento del compromiso establecido en el ítem 4 del Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma). Dicho monitoreo deberá incluir a la especie <i>Copaifera paupera</i> (Herzog) Dwyer "Copaiba", y ser comparados con la situación de la flora y fauna habitable en el canal de flotación que no fue afectada por el derrame de hidrocarburos (Aguas arriba del punto de ruptura del Oleoducto). 4. Medios probatorios visuales (fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS) que acrediten que el retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado ha sido ejecutado al 100% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción.
		<p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, Petróleos del Perú S.A. deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos los cuatro (4) informes elaborados por la Consultora ERM sobre las cuatro (4) fases de la evaluación ambiental y social: i) informe preliminar, ii) informe de caracterización, iii) estudios de riesgo a la salud y el ambiente, iv) plan de acción post-remediación.</p>

³⁴⁰ Dicha medida correctiva ha sido establecida conforme al objetivo determinado por Petroperú en el Nuevo Plan de Acción. Folio 1946 del Expediente.

602. Dicha medida correctiva tiene por finalidad que Petroperú proporcione información sobre la recuperación de la zona afectada, y así acreditar el cumplimiento del Nuevo Plan de Acción.
603. A efectos de fijar un plazo razonable de cumplimiento de la referida medida correctiva, se ha tomado en consideración las acciones que debería realizar Petroperú para elaborar el informe detallado, las cuales incluyen recopilar la información de resultados de laboratorio de los monitoreos efectuados en los componentes suelo y agua y del primer monitoreo biológico en flora y fauna (peces) habitable en el canal de flotación, así como el tiempo que le tomará a remitir los cuatro (4) informes elaborados por la Consultora ERM sobre las cuatro (4) fases de la evaluación ambiental y social.
604. A título meramente referencial, se tomaron en cuenta que la periodicidad de los monitoreos biológicos la cual puede ser diaria, estacional, anual, o multianual y depende del detalle con el que queramos conocer las tendencias de la evolución de los componentes a analizar³⁴¹. Del mismo modo, la estimación del tiempo para realizar el monitoreo biológico se encuentra en relación directa con la extensión del área, la cantidad de unidades a estudiar, los tiempos de desplazamiento local hasta los sitios específicos de muestreo/observación, el número de personas de apoyo, así como el nivel de entrenamiento y destreza de los que realizarán la labor³⁴².
605. Asimismo, se consideraron tres cotizaciones de laboratorios acreditados para la ejecución de monitoreo ambientales y el tiempo necesario para la elaboración y presentación de los resultados de los análisis de monitoreo, considerando aspectos adicionales que pudiera implicar la elaboración de dicho informe³⁴³.

A.2 Medida correctiva N° 2: Establecer canales de comunicación con las comunidades nativas de la zona de influencia (directa e indirecta) del derrame de petróleo, en los siguientes términos:

- **Informar sobre el impacto causado por el derrame de petróleo crudo y el proceso de restauración que ha efectuado el administrado en la zona**
- **Absolver las dudas y consultas de los pobladores respecto al suceso ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, lo cual debe incluir el balance general de las actividades ejecutadas tras el derrame, los roles de Petroperú y de las empresas contratistas de limpieza.**

La información brindada debe ser transparente, clara, útil y oportuna, de tal manera que se le permita a la comunidad continuar con sus actividades cotidianas y tener la seguridad de que el ambiente en el que viven ha sido totalmente restaurado. Cabe resaltar que la información debe ser brindada en la

³⁴¹ Visto en CARR, Archie, C DE STOLL, Angélica. *Monitoreo Biológico en la Selva Maya. US Man and the Biosphere Program/Tropical Ecosystem Directorate y Wildlife Conservation Society. 1999.* Consulta realizada en: http://www.academia.edu/5434799/Monitoreo_Biol%C3%B3gico, el 17 de setiembre del 2015.

³⁴² Visto en Álvarez, Mauricio y otros. *Manual de Métodos para el desarrollo de Inventarios de Biodiversidad. Bogotá: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt. 2004.* Consulta realizada en: http://www.zin.ru/animalia/coleoptera/pdf/villareal_et_al_2004.pdf, el 18 de setiembre del 2015.

³⁴³ Cotizaciones de laboratorios acreditados como Envitorest, Corplab, e Inspectorate, en los cuales los plazos establecidos de entrega del informe digital son de nueve (9) días hábiles y el informe impreso en once (11) días hábiles en promedio.

lengua o idioma que corresponda y con ejemplos que ilustren el contenido expuesto.

606. En el presente procedimiento administrativo sancionador no se ha acreditado un daño real a la salud y/o vida de las personas producto de las infracciones señaladas. No obstante, del análisis efectuado se aprecia la importancia de adoptar medidas inmediatas en casos de accidentes ambientales, en función del daño potencial a la vida o salud humana ocasionado por el derrame de petróleo.
607. En los párrafos 530 al 534 de la presente resolución se identificaron las comunidades nativas que se ubican en la zona de influencia (directa e indirecta) del derrame de petróleo ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano.
608. El Informe 1553-2014-DGPI-VMI/MC del 3 de noviembre del 2014³⁴⁴ mediante el cual el Director General de Derechos de los Pueblos Indígenas del Viceministerio de Interculturalidad informa a la Viceministra de Interculturalidad sobre las acciones realizadas en relación con el derrame de petróleo ocurrido en el Oleoducto Norperuano en el río Cuninico en el departamento de Loreto.
609. El Informe 1553-2014-DGPI-VMI/MC del 3 de noviembre del 2014 señala entre sus recomendaciones a Petroperú, la búsqueda de canales de comunicación que permitan establecer vínculos de confianza con la población y generar mayor seguridad de las familias de Cuninico. Asimismo, destaca que esta recomendación se sustenta en el Convenio 169 de la Organización Internacional de Trabajo (en adelante, OIT), de rango constitucional en el ordenamiento jurídico peruano, el cual establece que el Estado, debe garantizar mecanismos de participación efectiva de los pueblos indígenas respecto a aquellos asuntos que los comprometan de manera directa.
610. De esta manera, en virtud de los lineamientos de medidas correctivas y en concordancia con la aplicación de los principios de razonabilidad y de proporcionalidad, corresponde ordenar la siguiente medida correctiva:

Cuadro N° 37

Medidas correctivas		
Obligación	Plazo ³⁴⁵ para el cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
<p>Establecer canales de comunicación con las comunidades nativas de la zona de influencia (directa e indirecta) del derrame de petróleo, en los siguientes términos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Informar sobre el impacto causado por el derrame de petróleo crudo y el proceso de restauración que ha efectuado el administrado en la zona 	<p>En un plazo no mayor de ciento noventa (190) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación de la presente resolución.</p>	<p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación de la presente resolución, Petroperú deberá remitir a la Dirección de Fiscalización un informe en el que se detalle lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La información que se pretenda brindar a la comunidad.

³⁴⁴ Folio 2763 al 2771 del expediente. Mediante el Oficio N° 410-2014-VMI/MC del 5 de noviembre del 2014, el Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura remitió el Informe N° 153-2014-DGPI-VMI/EMC a la Presidencia del Consejo de Ministros.

³⁴⁵ En plazo otorgado para el cumplimiento de la medida correctiva deber ser entendido tomando en consideración lo explicado en el párrafo 612 la presente resolución.

<p>- Absolver las dudas y consultas de los pobladores respecto al suceso ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, lo cual debe incluir el balance general de las actividades ejecutadas tras el derrame, los roles de Petroperú S.A y de las empresas contratistas de limpieza.</p> <p>La información brindada debe ser transparente, clara, útil y oportuna, de tal manera que se le permita a la comunidad continuar con sus actividades cotidianas y tener la seguridad de que el ambiente en el que viven ha sido totalmente restaurado. Cabe resaltar que la información debe ser brindada en la lengua o idioma que corresponda y con ejemplos que ilustren el contenido expuesto.</p>		<ul style="list-style-type: none"> - La forma o canal de comunicación a utilizar para brindar dicha información, el programa y cronograma de implementación y otros medios que se vayan a utilizar. - Método a utilizar para atender las consultas de los pobladores. - La información que acredite que las personas que brindan la información se encuentran capacitadas para realizar este tipo de actividad. - Otros que resulten necesarios. <p>Cabe indicar que, a fines de acreditar el cumplimiento total de la medida correctiva, en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contado desde el día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petroperú deberá remitir a esta Dirección los medios probatorios visuales (fotografías y/o videos) debidamente fechados, las respuestas a las consultas de la comunidad, la evaluación del canal de comunicación implementado, así como todos los medios probatorios que se consideren pertinentes.</p>
---	--	--

611. Dicha medida correctiva tiene por finalidad que Petroperú proporcione información sobre la recuperación de la zona afectada para acreditar el cumplimiento de uno de los objetivos del cronograma del Nuevo Plan de Acción.
612. Cabe indicar que a efectos de fijar un plazo razonable de cumplimiento de la referida medida correctiva, se han tomado en consideración las acciones que debería realizar Petroperú para la implementación de la misma y, a título meramente referencial, se tomó en cuenta información de experiencias en el trabajo con comunidades³⁴⁶.
613. Las medidas correctivas impuestas en el presente procedimiento administrativo sancionador se dictan dentro del marco de competencia del OEFA, sin perjuicio de posteriores fiscalizaciones que se realicen en el marco de la verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales a cargo de Petroperú y de las acciones de fiscalización de otras autoridades administrativas, en el ámbito de sus competencias.

³⁴⁶ YPARRAGUIRRE LAZO, José (2001). Valoración económica del daño ambiental ocasionado por derrame de petróleo ocasionado en la localidad de San José de Saramuro-Loreto. El estudio encuesta a 200 habitantes, durante los meses de abril y mayo del 2011, con el fin de obtener la valoración de la pérdida de la calidad ambiental a través de la metodología de valoración contingente.

CARRASCO, Moisés; VÁSQUEZ-LAVÍN, Felipe; VALENZUELA, Sebastián; PÉREZ, Felipe (2014). Estimación conjunta de la disposición a pagar y de la tasa de descuento intertemporal para la protección de la biodiversidad en la reserva marina de Choros-Damas. Este estudio analiza el valor económico de la reserva marina de las islas Choros-Damas, ubicada en la región de Coquimbo, perteneciente a la red de reservas marinas de Chile, a través de la medición de la disposición a pagar (DAP) y las tasas de descuento intertemporales. El levantamiento de información se lleva a cabo durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2009.

CASEY, James; KAHN, James; RIVAS, Alexandre (2005). Willingness to pay for improved water service in Manaus, Amazonas, Brazil. Se encuestaron a un total de 1625 personas pertenecientes a seis comunidades desde el 18 de enero hasta el 5 de febrero.

614. En el presente caso, dada la naturaleza de los hechos detectados y lo indicado por los informes reseñados en la presente resolución, esta Dirección es reserva la facultad de dictar medidas complementarias posteriores³⁴⁷ a las medidas correctivas ordenadas a Petroperú, a fin de cumplir el objetivo de revertir o mitigar los efectos ambientales negativos ocasionados por la referida infracción, es estricto cumplimiento de los principios de razonabilidad y proporcionalidad.
615. Por último, en atención a que de los medios probatorios presentados por Petroperú se desprende que las acciones de remediación ambiental de las zonas impactadas por el derrame ocurrido en el kilómetro 41+883 del Oleoducto Norperuano cuentan con un avance significativo, lo cual implica que la afectación al ambiente se ha venido reduciendo progresivamente, la eventual concesión de los recursos impugnatorios que se interpongan contra la presente resolución respecto de las medidas correctivas ordenadas se realizará con efecto suspensivo, en virtud de la facultad atribuida a esta Dirección por el Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA³⁴⁸.

En uso de las facultades conferidas en el Literal n) del Artículo 40° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM, y de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar la responsabilidad administrativa de la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones:

³⁴⁷ **Reglamento de Medidas Administrativas del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD del 17 de febrero del 2015.**

Artículo 31°.- Aclaración de la medida correctiva

31.1 La Autoridad Decisora, de oficio o a pedido de parte, podrá aclarar algún concepto contenido en la resolución que dicta la medida correctiva.

31.2 El administrado podrá formular la solicitud de aclaración de la medida correctiva dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha de notificación de la resolución que la contiene.

31.3 La Autoridad Decisora deberá expedir la resolución de aclaración dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la formulación del pedido.

Artículo 32°.- Prórroga excepcional

De manera excepcional, el administrado puede solicitar la prórroga del plazo otorgado para el cumplimiento de la medida correctiva. La solicitud deberá estar debidamente sustentada y deberá ser presentada antes del vencimiento del plazo concedido. La Autoridad Decisora resolverá la solicitud a través de una resolución debidamente motivada.

Artículo 33°.- Ejecución de la medida correctiva

(...)

33.5 Mediante resolución debidamente motivada, la Autoridad Decisora puede variar la medida correctiva dictada en cuanto al modo, tiempo o lugar de ejecución, con la finalidad de garantizar una efectiva protección ambiental.

(...)

³⁴⁸ **Reglamento de Medidas Administrativas del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD del 17 de febrero del 2015.**

Artículo 35°.- De la impugnación de las medidas administrativas

(...)

35.4 La interposición de un recurso impugnativo contra una medida correctiva se concede sin efecto suspensivo, salvo que la Autoridad Decisora disponga lo contrario.

(...)

N°	Conducta infractora	Norma que tipifica la infracción
1	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana.	Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.
2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. no detectó y, por tanto, no controló a tiempo el derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana.	Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.
3	Petróleos del Perú - Petroperú S.A. es responsable del derrame ocurrido en el Kilómetro 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana.	Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Artículo 2°.- Ordenar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. que cumpla con las siguientes medidas correctivas según lo dispuesto en el punto V.2.4 Cronograma de cumplimiento de las medidas correctivas, de la presente Resolución:



Medidas correctivas		
Obligación	Plazo para el cumplimiento	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
<p>Petróleos del Perú S.A deberá acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma), a fin de garantizar el restablecimiento de las condiciones del área impactada a su estado natural en un tiempo razonable³⁴⁹.</p>	<p>Seis (6) meses, desde el día siguiente de notificada la presente resolución.</p>	<p>En un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petróleos del Perú S.A deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe que detalle como mínimo lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Las áreas, en metros cuadrados, de aplicación del Eko Grid ubicadas en un plano legible y la cantidad de fracción de hidrocarburo actual en las zonas donde se aplicó el sistema Eko Grid. Dicha información debe sustentarse en los resultados de análisis de un laboratorio debidamente acreditado por la autoridad competente y adjuntar los medios probatorios visuales (fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS). 6. Los resultados de los monitoreos efectuados en los componentes suelo y agua luego del 6 de marzo del 2015 en el canal de flotación, zona adyacente al canal de flotación, en el río Cuninico y en el río Marañón; toda vez que la Consultora ERM indica que el 12 de diciembre del 2014 se realizó el último monitoreo de suelos y agua superficial por Petróleos del Perú S.A., a fin de hacer seguimiento al proceso de restauración. Dichos monitores deberán señalar como mínimo el patrón de muestreo y no deberán exceder los estándares de calidad ambiental ECA suelo, ECA agua vigentes a la fecha de realización de los monitoreos. 7. Los resultados del primer monitoreo biológico en flora y fauna (peces) habitable en el canal de flotación, a fin de que acredite el cumplimiento del compromiso establecido en el ítem 4 del Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma). Dicho monitoreo deberá incluir a la especie <i>Copaifera paupera</i> (Herzog) Dwyer "Copaiba", y ser comparados con la situación de la flora y fauna habitable en el canal de flotación que no fue afectada por el derrame de hidrocarburos (Aguas arriba del punto de ruptura del Oleoducto). 8. Medios probatorios visuales (fotografías y/o videos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS) que acrediten que el retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado ha sido ejecutado al 100% según el cronograma del Nuevo Plan de Acción.
		<p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, Petróleos del Perú S.A deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos los cuatro (4) informes elaborados por la Consultora ERM sobre las cuatro (4) fases de la evaluación ambiental y social: i) informe preliminar, ii) informe de caracterización, iii) estudios de riesgo a la salud y el ambiente, iv) plan de acción post-remediación.</p>

³⁴⁹ Dicha medida correctiva ha sido establecida conforme al objetivo determinado por Petroperú en el Nuevo Plan de Acción. Folio 1946 del Expediente.

<p>Establecer canales de comunicación con las comunidades nativas de la zona de influencia (directa e indirecta) del derrame de petróleo, en los siguientes términos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Informar sobre el impacto causado por el derrame de petróleo crudo y el proceso de restauración que ha efectuado el administrado en la zona - Absolver las dudas y consultas de los pobladores respecto al suceso ocurrido en el Kilómetro 42 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, lo cual debe incluir el balance general de las actividades ejecutadas tras el derrame, los roles de Petroperú S.A y de las empresas contratistas de limpieza. <p>La información brindada debe ser transparente, clara, útil y oportuna, de tal manera que se le permita a la comunidad continuar con sus actividades cotidianas y tener la seguridad de que el ambiente en el que viven ha sido totalmente restaurado. Cabe resaltar que la información debe ser brindada en la lengua o idioma que corresponda y con ejemplos que ilustren el contenido expuesto.</p>	<p>En un plazo no mayor de ciento noventa (190) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación de la presente resolución.</p>	<p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles, contado desde el día siguiente de la notificación de la presente resolución, Petroperú deberá remitir a la Dirección de Fiscalización un informe en el que se detalle lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La información que se pretenda brindar a la comunidad. - La forma o canal de comunicación a utilizar para brindar dicha información, el programa y cronograma de implementación y otros medios que se vayan a utilizar. - Método a utilizar para atender las consultas de los pobladores. - La información que acredite que las personas que brindan la información se encuentran capacitadas para realizar este tipo de actividad. - Otros que resulten necesarios. <p>Cabe indicar que, a fines de acreditar el cumplimiento total de la medida correctiva, en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contado desde el día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petroperú deberá remitir a esta Dirección los medios probatorios visuales (fotografías y/o videos) debidamente fechados, las respuestas a las consultas de la comunidad, la evaluación del canal de comunicación implementado, así como todos los medios probatorios que se consideren pertinentes.</p>
---	--	---

Artículo 3°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A que las medidas correctivas ordenadas suspenden el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de la medida correctiva. Caso contrario, el referido procedimiento se reanuda quedando habilitado el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA a imponer la sanción respectiva, conforme a lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.

Artículo 4°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. que el cumplimiento de las medidas correctivas ordenadas será verificado en el procedimiento de ejecución que iniciará la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos – DFSAI, considerando la modalidad y los plazos otorgados para efectuar el referido cumplimiento y lo dispuesto en el Reglamento de Medidas Administrativas del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD del 17 de febrero del 2015. En ese sentido, se deberá poner en conocimiento de esta Dirección el cumplimiento de dichas medidas.

Artículo 5°.- Informar a Petróleos del Perú – Petroperú S.A. que contra la presente resolución es posible la interposición del recurso de reconsideración y apelación ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contado a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 207° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, y en los Numerales 24.1, 24.2 y 24.3 del Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

Artículo 6°.- Disponer la inscripción de la presente resolución en el Registro de Actos Administrativos, sin perjuicio de que si esta adquiere firmeza, el extremo que declara la responsabilidad administrativa será tomado en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo a la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

Regístrese y comuníquese



ANEXO I

Actuaciones procesales realizadas en el procedimiento administrativo sancionador seguido contra Petróleos del Perú – Petroperú S.A. (Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS)

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
1	6 de agosto del 2014	Resolución Subdirectoral N° 1380-2014-OEFA-DFSAI/SDI	Inicio del procedimiento administrativo sancionador	Petroperú S.A.	179 - 191
2	6 de agosto del 2014	Cédula de notificación N° 2024 A-2014 Cédula de notificación N° 2024 B-2014	Documentos mediante los cuales se notificó la resolución de inicio del procedimiento administrativo sancionador	Petroperú S.A.	192 – 194
3	27 de agosto del 2014	Escrito con Registro N° 034438	Descargos presentados por Petroperú S.A.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	195 – 793
4	28 de agosto del 2014	Proveído N° 1	Apersonamiento al procedimiento administrativo sancionador	Petroperú S.A.	794
5	29 de agosto del 2014	Cédula de notificación N° 2143-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 1	Petroperú S.A.	795 – 796
6	2 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2156-2014	Documento mediante el cual se notificó la resolución de inicio del procedimiento administrativo sancionador a la Dirección de Supervisión del OEFA	Dirección de Supervisión	797
7	5 de setiembre del 2014	Oficio N° 192-2014-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de programa de mantenimiento al Tramo 1 del Oleoducto Norperuano, operado por Petroperú S.A. Se detalló lo siguiente: (i) Planes maestros de mantenimiento de los equipos de estación, (ii) Planes de mantenimiento preventivos y predictivo de derecho de vía y tuberías del Oleoducto, (iii) Mantenimiento de la planta, derecho de vía, tuberías, entre otros, (iv) cualquier otro tipo de documento relacionado al mantenimiento del tramo 1 del Oleoducto Norperuano. Recepción: 5 de setiembre del 2014	Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN	798
8	8 de setiembre del 2014	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	799
9	8 de setiembre del 2014	Proveído N° 2	Cita a audiencia de informe oral para el día 17 de setiembre del 2014 Requerimiento de presentación del plano topográfico del área del derrame a Petroperú S.A.	Petroperú S.A.	801

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			Plazo: Día del informe oral (17/09/2014)		
10	8 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2186-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 2	Dirección de Supervisión	802
11	9 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2366-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 2	Petroperú S.A.	800
12	10 de setiembre del 2014	Proveído N° 3	Requerimiento de presentación de manera completa una copia simple y/o digital del Manual de Diseño Definitivo del Oleoducto Norperuano. Plazo: 3 días hábiles	Petroperú S.A.	803
13	11 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2382-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 3	Petroperú S.A.	804
14	11 de setiembre del 2014	Escrito con registro N° 036907	Solicitud de reprogramación de audiencia de informe oral	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	805 – 806
15	12 de setiembre del 2014	Proveído N° 4	Cita a audiencia de informe oral para el día 18 de setiembre del 2014	Petroperú S.A.	807
16	12 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2391-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 4	Petroperú S.A.	808
17	16 de setiembre del 2014	Escrito con registro N° 037478	Cumple el requerimiento formulado mediante proveído N° 3 y presenta una copia digital del Manual de Diseño Definitivo del Oleoducto Norperuano	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	809 – 810
18	18 de setiembre del 2014	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	811
19	18 de setiembre del 2014	Informe Oral	Acta de informe oral	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	812
20	18 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2411-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 2	Dirección de Supervisión	814
21	18 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2409-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 3	Dirección de Supervisión	815
22	18 de setiembre del 2014	Cédula de notificación N° 2410-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 4	Dirección de Supervisión	816
23	23 de setiembre del 2014	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente y entrega de copias a Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	817

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
24	6 de octubre del 2014	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	821
25	7 de octubre del 2014	Razón Subdirectoral	Documento mediante el cual se incorpora al Expediente los siguientes documentos: <ul style="list-style-type: none"> - Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre de 2014 (Folios 823 - 835), el cual contiene los siguientes anexos: <ul style="list-style-type: none"> a) Reporte preliminar de supervisión del 4 de agosto de 2014 (Corresponde a la primera, segunda y tercera supervisión) (Folios 836 – 855) b) Carta N° ADM4-532-2014 presentada por Petroperú al OEFA el 11 de agosto de 2014, por la cual responde el requerimiento realizado por la Carta N° 1280-2014-OEFA/DS, para lo cual remito los tickets de bombeo (Folios 856 – 865) c) Carta ADM4-534-2014 por la cual Petroperú responde al requerimiento realizado por la Dirección de Supervisión mediante acta de supervisión directa especial suscrita el 22 – 25 de julio de 2014 (Folios 866 – 880 reverso) d) Carta ADM4-512-2014 por la cual Petroperú presentó el Reporte Final de Emergencias Ambientales por el derrame de crudo del 30 de junio, presentada el 5 de agosto de 2014 (Folios 882 – 937) e) Carta ADM4-518-2014 dirigida a la Dirección de Supervisión, por la cual Petroperú responde el requerimiento realizado en el acta de supervisión directa especial suscrita el 13 de julio de 2014 (Folios 938 reverso – 1068) f) Informe final de inspección del Oleoducto Norperuano, elaborado por H. Rosen Engineering GmbH (1069 -1072 reverso) 	-	823 – 1072

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<ul style="list-style-type: none"> - Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD del OSINERGMIN, por el cual dicha entidad remitió los Informes de Avance de los Planes de Mantenimiento del Oleoducto Norperuano correspondientes a los años 2011, 2012 y 2013, así como el Plan de Mantenimiento del Oleoducto Norperuano programado para el 2014, los mismos que le fueron presentados por Petroperú. Se absuelve el requerimiento efectuado mediante Oficio N° 192-2014-OEFA/DFSAI/SDI. - Memorándum N° 3121-2014-OEFA/DS del 1 de octubre de 2014 mediante el cual la Dirección de Supervisión remite a la Subdirección de Instrucción e Investigación los resultados de los análisis de laboratorio de las muestras tomadas durante las supervisiones (agua, suelo y biológicas) realizada por la Dirección de Supervisión, respecto al derrame de petróleo crudo en el Km. 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano. 		1073 - 1116
					1117-1206
26	7 de octubre del 2014	Proveído N° 5	<p>Se agrega al expediente: (i) Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre de 2014, (ii) Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD del OSINERGMIN, y (iii) Memorándum N° 3121-2014-OEFA/DS del 1 de octubre de 2014.</p> <p>Plazo: 15 días para presentar observaciones.</p>	Petroperú S.A.	1208
27	7 de octubre del 2014	Cédula de notificación N° 2721-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 5	Petroperú S.A.	1207
28	13 de octubre del 2014	Escrito con registro N° 040428	Documento mediante el cual las comunidades nativas de Nueva Esperanza, San Francisco y Cuninico solicitan su incorporación en el procedimiento administrativo sancionador	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1209 – 2011
29	22 de octubre del 2014	Escrito con registro N° 41803	Solicitud de información en relación a la Carta N° 1549-2014-OEFA/DS, solicita se le remitan copia de los folios 1179, 1184, 1200, 1204 y 1206 del Expediente.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1212 – 1213
30	28 de octubre del 2014	Razón Subdirectoral	<p>Documento mediante el cual se incorpora al Expediente lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Memorándum N° 551-2014-OEFA/OD-PIURA del 6 de agosto del 2014 mediante el cual el Jefe de la Oficina Desconcentrada de Piura, remite a la Dirección de Supervisión los documentos presentados por Petroperú S.A. mediante Carta ADM4-518-2014. - 01 Disco compacto que contiene en soporte digital la Carta ADM4-518-2014 del 4 de agosto del 2014 presentada por Petroperú S.A., con los siguientes anexos: 	-	1214 - 1216

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<ul style="list-style-type: none"> a) Inventario diario de los residuos peligrosos que se tienen a la fecha. b) Registro fotográfico del manejo de residuos sólidos y su acopio temporal. c) Ticket de bombeo del mes de junio 2014 de Estación 1 a la Estación 5. d) Ticket de recepción del crudo del mes de junio 2014 de Estación 5. e) Línea de tiempo de bombeo. f) Diferencias de crudo entre los bombeado y recepcionado (Estación 1 y Estación 5). g) Curvas de presión de succión y descarga del SCADA del mes de junio 2014 (de cada bombeo de Estación 1 y 5). h) Archivo con número de tanques de almacenamiento de crudo de Estación 1 y Estación 5, la capacidad de almacenamiento y el volumen almacenado. i) Curvas de presión de succión y descarga del SCADA del mes de junio de 2014, correspondiente al crudo recepcionado en Estación 5. j) Vistas fotográficas de la falla del Oleoducto registradas durante la visita del día 9 de junio de 2014 durante la visita de la Fiscalía Provincial Ambiental de Nauta. k) Respecto al informe de biodiversidad, se precisa que se está contratando a una consultora especializada de prestigio internacional para realizar las evaluaciones y monitoreos ambientales y sociales del lugar, a fin de determinar la magnitud del impacto y recomendar las mejores acciones para su restauración. l) Copia del cuaderno de ocurrencias del Operador de Estación 1 y 5 del 15 al 30 de junio de 2014. m) CD que contiene medios probatorios divididos en las siguientes carpetas: 		

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<ul style="list-style-type: none"> • Inspección topográfica y barimétrica, cruce río Cuninico. • ILI CDP – Pérdida de espesores- Estación 1- Estación 5- Tramo I. • Inspección geométrica Estación 1 – Estación 5 (Tramo I) • Mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos Tramo I • Inspección y monitoreo de la integridad externa del Tramo I, que a su vez contiene 3 subcarpetas: <ul style="list-style-type: none"> (i) Inspecciones visuales sobre el derecho de vía. (ii) Monitoreo de los potenciales de protección catódica. (iii) Medición de la resistencia eléctrica del terreno (No contiene documento). 		
31	28 de octubre del 2014	Proveído N° 6	<p>Se requiere a los señores Fernando Arce del Águila, Julio Emilio Arirua Nashnate y Galo Vásquez Silva que remitan o siguiente: (i) documentación que acredite la personalidad jurídica de las comunidades nativas a las que representan, y (ii) documentos que acreditan que cuentan con poderes de representación de las comunidades nativas.</p> <p>Plazo: 2 días hábiles</p>	Fernando Arce del Águila Julio Emilio Arirua Nashnate Galo Vásquez Silva	1217 – 1218
32	29 de octubre del 2014	Escrito con registro N° 42858	<p>Descargos a los documentos remitidos mediante Proveído N° 5. (i) Informe N° 0379-2014-OEFA/DS-HID del 26 de setiembre de 2014, (ii) Oficio N° 4519-2014-OS-GFHL/UPPD del OSINERGMIN, y (iii) Memorándum N° 3121-2014-OEFA/DS del 1 de octubre de 2014.</p>	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1219 – 1310
33	29 de octubre del 2014	Memorándum N° 362-2014-OEFA/DFSAI/SDI	<p>Documento mediante el cual se solicita a la Dirección de Supervisión los informes relacionados al derrame de crudo ocurrido en el Km. 41 + 833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano</p>	Dirección de Supervisión	1311
34	29 de octubre del 2014	Cédula de Notificación N° 2886-2014	<p>Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 6</p>	Fernando Arce del Águila	1314

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
35	29 de octubre del 2014	Cédula de Notificación N° 2887-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 6	Julio Emilio Arirua Nashnate	1315
36	29 de octubre del 2014	Cédula de Notificación N° 2888-2014	Documento mediante el cual se notificó el proveído N° 6	Galo Vásquez Silva	1316
37	30 de octubre del 2014	Escrito con registro N° 042961	Escrito presentado por la Comisión de Justicia y Paz – Derechos Humanos del Vicariato Apostólico de Iquitos, solicitando en nombre de los señores Fernando Arce del Águila, Julio Emilio Arirua Nashnate y Galo Vásquez Silva ampliación de plazo para presentar los documentos requeridos mediante proveído N° 6.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1484 – 1485
38	30 de octubre del 2014	Proveído N° 7	Otorga un plazo improrrogable de 10 días hábiles a los señores Fernando Arce del Águila, Julio Emilio Arirua Nashnate y Galo Vásquez Silva para que presenten la información requerida mediante proveído N° 6.	Fernando Arce del Águila Julio Emilio Arirua Nashnate Galo Vásquez Silva	1317
39	30 de octubre del 2014	Escrito con registro N° 43117	Documento mediante el cual el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú solicita su incorporación al procedimiento administrativo sancionador en calidad de tercero interesado.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1486 – 1495
40	4 de noviembre del 2014	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A. Asimismo, se deja constancia de la entrega de la copia de los folios 1179, 1184, 1200, 1204 y 1206 del Expediente solicitada por Petroperú S.A. mediante escrito del 22 de octubre del 2014.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1313
41	5 de noviembre del 2014	Memorándum N° 497-2014-OEFA/OD-Loreto	Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos: - Cédula de notificación N° 2909-2014 recepcionada el 31 de octubre del 2014, mediante el cual se notificó al señor Fernando Arce del Águila el proveído N° 7. - Cédula de notificación N° 2910-2014 recepcionada el 31 de octubre del 2014, mediante el cual se notificó al señor Julio Emilio Arirua Nashnate el proveído N° 7. - Cédula de notificación N° 2911-2014 recepcionada el 31 de octubre del 2014, mediante el cual se notificó al señor Galo Vásquez Silva el proveído N° 7.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1318 - 1321
42	5 de noviembre del 2014	Escrito con registro N° 44029	Descargos presentados por Petroperú S.A.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1322 – 1479
43	6 de noviembre del 2014	Oficio N° 214-2014-OEFA/DFSAI/SDI	Se solicitó información sobre el procedimiento administrativo sancionador que iniciaron contra Petroperú S.A., por el derrame ocurrido el 30 de junio de 2014 (Se solicitó la copia del Auto de Apertura Sumaria N° 016-2014 del 1 de julio de 2014, la cual	Capitanía Guardacostas Fluvial de Yurimaguas de la Dirección General de	1480

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			contiene la Resolución de Capitanía N° 014-2014-YU-M del 27 de agosto de 2014 por la cual sancionó a Petroperú) Recepción: 11 de noviembre del 2014 (Folio 1538)	Capitanías y Guardacostas del Perú	
44	6 de noviembre del 2014	Oficio N° 213-2014-OEFA/DFSAI/SDI	Se solicitó información sobre el procedimiento administrativo sancionador que iniciaron contra Petroperú S.A., por el derrame ocurrido el 30 de junio de 2014 (Se solicitó la copia del Auto de Apertura Sumaria N° 016-2014 del 1 de julio de 2014, la cual contiene la Resolución de Capitanía N° 014-2014-YU-M del 27 de agosto de 2014 por la cual sancionó a Petroperú) Recepción: 7 de noviembre del 2014	Dirección General de Capitanías y Guardacostas del Perú – DICAPI	1481
45	17 de noviembre del 2014	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1483
46	11 de noviembre del 2014	Proveído N° 8	Se requiere información respecto a los derechos o intereses legítimos de titularidad del Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú. Plazo: 3 días hábiles	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú	1516
47	14 de noviembre del 2014	Proveído N° 8	Se requiere los reportes de inspección visual y con equipos de ultrasonido realizado por la Compañía Atac S.A.C. a las 77 juntas soldadas comprendidas entre las Progresivas Km. 39 y Km. 41 del Tramo I del Oleoducto Norperuano, consignados en el escrito del 29 de octubre del 2014. Plazo: 3 días hábiles	Petroperú S.A.	1517
48	14 de noviembre del 2014	Escrito con registro N° 045398	Documento mediante el cual el señor Galo Vásquez Silva presenta los documentos requeridos mediante proveídos N° 6 y 7.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1519 – 1524
49	17 de noviembre del 2014	Escrito con registro N° 045619	Documento por el cual el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú cumplen con sustentar los argumentos para su incorporación como tercero interesado.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1525 – 1530
50	20 de noviembre del 2014	Escrito con registro N° 46206	Documento mediante el cual cumple el requerimiento efectuado mediante proveído N° 8.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1539 – 1546
51	24 de noviembre del 2014	Razón Subdirectoral	Documento mediante el cual se incorpora al Expediente lo siguiente: - Informe Técnico Complementario N°454-2014-OEFA/DS/HID del 18 de noviembre de 2014, sobre los monitoreos	-	1548 - 1916

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<p>ambientales por derrame de petróleo crudo en el Km. 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano; realizados en el mes de julio de 2014; correspondiente a la primera, segunda y tercera intervención del OEFA (Folios 1548- 1808).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Informe Técnico Complementario N° 469-2014-OEFA/DS-HID del 21 de noviembre de 2014. Es el informe del monitoreo ambiental por derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano; realizado en el mes de agosto de 2014; correspondiente a la cuarta intervención realizada por el OEFA (Folios 1810 - 1915). - Cargo de notificación de la Carta N° 1549-2014-OEFA/DS del 3 de octubre del 2014, mediante el cual la Dirección de Supervisión corrió traslado a Petroperú S.A. de los resultados de análisis de laboratorio. (Folio 1916) 		
52	24 de noviembre del 2014	Escrito con registro N° 046502	Documento mediante el cual la Comunidad Nativa San Francisco cumple con el requerimiento formulado mediante proveído N° 6 y 7	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1917 - 1922
53	24 de noviembre del 2014	Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI	Se incorpora al procedimiento administrativo sancionador a las comunidades nativas Cuninico y San Francisco, al Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible y al señor Fernando Arce del Águila.	<ul style="list-style-type: none"> - Comunidad Nativa Cuninico - Comunidad Nativa San Francisco - Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible - Señor Fernando Arce del Águila 	1923 – 1927
54	24 de noviembre del 2014	Proveído N° 10	<p>Se corre traslado de copia simple de los siguientes documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Informe Técnico Complementario N°454-2014-OEFA/DS/HID del 18 de noviembre de 2014. - Informe Técnico Complementario N° 469-2014-OEFA/DS-HID del 21 de noviembre de 2014. - Escritos presentados por las comunidades nativas Cuninico, Nueva Esperanza y San Francisco, el Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible. - Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI <p>Plazo: 3 días hábiles para presentar observaciones.</p> <p>Recepción: 25 de noviembre del 2014</p>	Petroperú S.A.	1928
55	26 de noviembre del 2014	Memorándum N° 407-2014-OEFA/DFSAI/SDI	Se remite los escritos con registros N° 41803, 42858, 44029 y 46206 presentados por Petroperú S.A.	Dirección de Supervisión	1929

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
56	27 de noviembre del 2014	Escrito con registro N° 47123	Escrito solicitando la exclusión de terceros y ampliación de plazo del proveído N° 10	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1937 – 1942
57	27 de noviembre del 2014	Cédula de notificación N° 3103-2014	Documento mediante el cual se notificó la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible	1943
58	28 de noviembre del 2014	Proveído N° 11	Se otorga ampliación de plazo por cinco (5) días hábiles para presentar observaciones a los documentos enviados mediante proveído N° 10.	Petroperú S.A.	1944
59	1 de diciembre del 2014	Oficio N° v.200-0882	El Capitán de Puerto de Yurimaguas atendió el requerimiento realizado mediante el Oficio N° 214-2014-OEFA/DFSAI/SDI y remitió la Resolución de Capitanía N° 014-2014-YU-M del 27 de agosto de 2014, por la cual impuso una sanción a Petroperú con 50 UIT por infringir el Artículo F-020101 respectivamente, del Reglamento de la Ley de Control y Vigilancia de las Actividades Marítimas, Fluviales y Lacustres, aprobado por Decreto Supremo N° 028.DE/MGP del 25 de mayo de 2001.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1950 - 1957
60	2 de diciembre del 2014	Memorándum N° 4258-2014-OEFA/DS	Se remite el Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS del 1 de diciembre de 2014, Supervisión a los trabajos del Plan de Acción que viene realizando Petroperú en cumplimiento del cronograma de actividades ambientales respecto del derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km. 41+833 en el Tramo I del Oleoducto Norperuano.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1945 – 1946 (CD)
61	2 de diciembre del 2014	Memorándum N° 4259-2014-OEFA/DS	Se remite el Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS del 1 de diciembre de 2014: Informe del Monitoreo Ambiental por derrame de petróleo crudo, ocurrido en el Km. 41+833 del Tramo I, del Oleoducto Norperuano; realizado en el mes de agosto de 2014; correspondiente a la cuarta intervención del OEFA.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1947 – 1948 (CD)
62	2 de diciembre del 2014	Proveído N° 12	Se corre traslado del Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS y del Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS, ambos del 1 de diciembre de 2014. Plazo: 3 días hábiles para presentar observaciones. Recepción: 3 de diciembre del 2013	Petroperú S.A.	1949
63	2 de diciembre del 2014	Memorándum N° 415-2014-OEFA/DFSAI/SDI	Documento mediante el cual se corre traslado a la Dirección de Supervisión del escrito del 27 de noviembre del 2014 presentado por Petroperú S.A. y copia del proveído N° 11.	Dirección de Supervisión	2180
64	3 de diciembre del 2014	Memorándum N° 539-2014-OEFA/OD-Loreto	Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos:	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1958 - 1961

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<ul style="list-style-type: none"> - Cédula de notificación N° 3100-2014 recepcionada el 27 de noviembre del 2014, mediante el cual se notificó a la comunidad nativa Cuninico, la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI. - Cédula de notificación N° 3102-2014 recepcionada el 27 de noviembre del 2014, mediante el cual se notificó al señor Fernando Arce del Águila, la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI. - Cédula de notificación N° 3101-2014 recepcionada el 27 de noviembre del 2014, mediante el cual se notificó a la comunidad nativa San Francisco, la Resolución Subdirectoral N° 2061-2014-OEFA/DFSAI-SDI. 		
65	5 de diciembre del 2014	Escrito con registro N° 48128	Documento mediante el cual se solicita ampliación del plazo otorgado por proveído N° 12.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1962 - 1964
66	5 de diciembre del 2014	Escrito con registro N° 48130	Escrito de descargos presentado por Petroperú S.A., a los documentos notificados mediante Proveído N° 10	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1965 - 1990
67	9 de diciembre del 2014	Proveído N° 13	Se otorga ampliación de plazo por cinco (5) días hábiles para presentar observaciones a los documentos enviados mediante proveído N° 12.	Petroperú S.A.	1991
68	16 de diciembre del 2014	Escrito con registro N° 49391	Escrito de descargos presentado por Petroperú S.A., a los documentos notificados mediante Proveído N° 12	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	1992 - 2014
69	18 de diciembre del 2014	Proveído N° 14	Se corre traslado de los Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS y del Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS, ambos del 1 de diciembre de 2014 y de los escritos del 27 de noviembre, 5 y 16 de diciembre del 2014 presentados por Petroperú S.A. Recepción: 23 de diciembre del 2014	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible	2076
70	18 de diciembre del 2014	Proveído N° 15	Se corre traslado de los Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS y del Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS, ambos del 1 de diciembre de 2014 y de los escritos del 27 de noviembre, 5 y 16 de diciembre del 2014 presentados por Petroperú S.A. Recepción: 22 de diciembre del 2014	Fernando Arce del Águila	2015
71	18 de diciembre del 2014	Proveído N° 16	Se corre traslado de los Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS y del Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS, ambos del 1 de diciembre de 2014 y de los	Comunidad Nativa Cuninico	2017

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			escritos del 27 de noviembre, 5 y 16 de diciembre del 2014 presentados por Petroperú S.A. Recepción: 22 de diciembre del 2014		
72	18 de diciembre del 2014	Proveído N° 17	Se corre traslado de los Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS y del Informe Técnico Complementario N° 485-2014-OEFA/DS, ambos del 1 de diciembre de 2014 y de los escritos del 27 de noviembre, 5 y 16 de diciembre del 2014 presentados por Petroperú S.A. Recepción: 22 de diciembre del 2014	Comunidad Nativa San Francisco	2016
73	23 de diciembre del 2014	Escrito con registro N° 50650	Documento mediante el cual Petroperú S.A. adjunta el informe "Observaciones sobre los Informes Técnicos del Proveído N° 12 de la OEFA".	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2018 - 2028
74	29 de diciembre del 2014	Memorándum N° 591-2014-OEFA/OD-Loreto	Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos: - Cargo del proveído N° 16 recepcionado por la comunidad nativa Cuninico, el 22 de diciembre del 2014. - Cargo del proveído N° 15 recepcionado por el señor Fernando Arce del Águila, el 22 de diciembre del 2014. - Cargo del proveído N° 17 recepcionado por la comunidad nativa San Francisco, el 22 de diciembre del 2014.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2029 - 2032
75	9 de enero del 2015	Escrito con registro N° 000951	Documento mediante el cual Petroperú S.A. solicita tener presente la información brindada	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos Petroperú S.A.	2033 - 2073
76	13 de enero del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente y entrega de copias a Petroperú S.A	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2074
77	13 de enero del 2015	Escrito con registro N° 002974	Escrito presentado por las comunidades de Cuninico y San Francisco solicitando que se dicten medidas cautelares contra Petroperú S.A.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2077 - 2078
78	16 de enero del 2015	Proveído N° 21	Se corre traslado de los escritos presentados por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 y 9 de enero del 2015. Recepción: 20 de enero del 2015	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible	2112
79	20 de enero del 2015	Memorándum N° 00166-2015-OEFA/DS	Documento mediante el cual la Dirección de Supervisión traslada la siguiente información:	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2079 - 2011

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<ul style="list-style-type: none"> - Carta N° ADM4-947-2014 remitida por Petroperú que contiene el Octavo informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Norperuano (Versión 1, revisión 2) Avances al 15 de diciembre de 2014. - Carta N° ADM4-001-2015 remitida por Petroperú que contiene el Noveno informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Norperuano (Versión 1, revisión 2) Avances al 31 de diciembre de 2014. 		
80	20 de enero del 2015	Proveído N° 25	<p>Se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014.</p> <p>Recepción: 20 de enero del 2015</p>	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible	2113
81	23 de enero del 2015	Memorándum N° 00222-2015-OEFA/DS	<p>Documento mediante el cual la Dirección de Supervisión traslada la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Carta N° ADM4-842-2014 remitida por Petroperú que contiene el Sexto informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 15 de noviembre de 2014. - Carta N° ADM4-879-2014 remitida por Petroperú que contiene el Séptimo informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 30 de noviembre de 2014. 	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2114 - 2149
82	26 de enero del 2015	Memorándum N° 016-2015-OEFA/OD-Loreto	<p>Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cargo del proveído N° 19 recepcionado por la comunidad nativa Cuninico, el 16 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 y 9 de enero del 2015. - Cargo del proveído N° 18 recepcionado por el señor Fernando Arce del Águila, el 16 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 y 9 de enero del 2015. - Cargo del proveído N° 20 recepcionado por la comunidad nativa San Francisco, el 16 de enero del 2015, mediante el 	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2150 - 2153

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			cual se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 y 9 de enero del 2015.		
83	26 de enero del 2015	Memorándum N° 023-2015-OEFA/OD-Loreto	<p>Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cargo del proveído N° 24 recepcionado por la comunidad nativa Cuninico, el 21 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 en el cual se adjunta el Octavo informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 15 de diciembre de 2014. - Cargo del proveído N° 22 recepcionado por el señor Fernando Arce del Águila, el 21 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 en el cual se adjunta el Octavo informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 15 de diciembre de 2014. - Cargo del proveído N° 23 recepcionado por la comunidad nativa San Francisco, el 21 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado del escrito presentado por Petroperú S.A. el 23 de diciembre del 2014 en el cual se adjunta el Octavo informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 15 de diciembre de 2014. 	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2154 - 2157
84	26 de enero del 2015	Proveído N° 29	<p>Se corre traslado del Memorándum N° 222-2015-OEFA/DS mediante el cual la Dirección de Supervisión remitió lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Carta N° ADM4-842-2014 remitida por Petroperú que contiene el Sexto informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 15 de noviembre de 2014. <p>Carta N° ADM4-879-2014 remitida por Petroperú que contiene el Séptimo informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano (Versión 1, revisión 2) Avances al 30 de noviembre de 2014.</p> <p>Plazo: 3 días hábiles para presentar observaciones</p>	Petroperú S.A.	2158

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			Recepción: 27 de enero del 2015		
85	26 de enero del 2015	Proveído N° 28	Se corre traslado de los escritos presentados por Petroperú S.A. el 21 de noviembre, 4 de diciembre del 2014 y 5 de enero del 2015, en el cual se adjunta el sexto, séptimo y noveno informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano. Recepción: 28 de enero del 2015	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible	2168
86	27 de enero del 2015	Oficio N° 008-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicita resultados de los análisis de las muestras de agua efectuadas en la zona del derrame de petróleo crudo. Recepción: 28 de enero del 2015	DIGESA	2169
87	28 de enero del 2015	Escrito con registro N° 06473	Documento mediante el cual Petroperú S.A. solicita ampliación del plazo otorgado por proveído N° 29.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2159 – 2161
88	30 de enero del 2015	Proveído N° 30	Se otorga ampliación de plazo por cinco (5) días hábiles para presentar observaciones a los documentos enviados mediante proveído N° 29. Recepción: 30 de enero del 2015	Petroperú S.A.	2162
89	30 de enero del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente y entrega de copias a Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2163
90	2 de febrero del 2015	Memorándum N° 031-2015-OEFA/OD-Loreto	Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos: - Cargo del proveído N° 25 recepcionado por la comunidad nativa Cuninico, el 27 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado de los escritos presentados por Petroperú S.A. el 21 de noviembre, 4 de diciembre del 2014 y 5 de enero del 2015, en el cual se adjunta el sexto, séptimo y noveno informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano. - Cargo del proveído N° 26 recepcionado por el señor Fernando Arce del Águila, el 27 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado de los escritos presentados por Petroperú S.A. el 21 de noviembre, 4 de diciembre del 2014 y 5 de enero del 2015, en el cual se adjunta el sexto, séptimo y noveno informe de avance del Plan de Acción de la	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2164 - 2167

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<p>contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cargo del proveído N° 27 recepcionado por la comunidad nativa San Francisco, el 27 de enero del 2015, mediante el cual se corre traslado de los escritos presentados por Petroperú S.A. el 21 de noviembre, 4 de diciembre del 2014 y 5 de enero del 2015, en el cual se adjunta el sexto, séptimo y noveno informe de avance del Plan de Acción de la contingencia ambiental del KM. 41+833 del Oleoducto Nor Peruano. 		
91	2 de febrero del 2015	Oficio N° 0675-2015/DEPA/DIGESA del 2 de febrero de 2015	Se adjunta el Informe N° 5353-2014-DEPA/DIGESA, con el resultado de las muestras, se responde el requerimiento realizado mediante Oficio N° 008-2015-OEFA/DFSAI/SDI.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2170 – 2179
92	6 de febrero del 2015	Escrito con registro N° 08896	Escrito presentado por Petroperú S.A. mediante el cual presenta sus descargos a los documentos enviados mediante proveído N° 29.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2181 – 2268
93	6 de febrero del 2015	Escrito con registro N° 08895	Escrito presentado por Petroperú S.A. mediante el cual se pronuncia sobre el procedimiento administrativo sancionador seguido en DICAPI.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2269 – 2317
94	11 de febrero del 2015	Proveído N° 31	<p>Requerimiento de estudio de riesgos del Oleoducto Norperuano.</p> <p>Plazo: 3 días hábiles</p> <p>Recepción: 11 de febrero del 2015</p>	Petroperú S.A.	2318
95	12 de febrero del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente y entrega de copias a Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2319
96	13 de febrero del 2015	Oficio N° 014-2015-OEFA/DFSAI/SDI	<p>Solicitud de información relacionada con el derrame de petróleo crufo ocurrido en el Km 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano.</p> <p>Recepción: 13 de febrero del 2015</p>	Dirección Regional de Salud de Loreto – DIRESA Loreto	2321
	13 de febrero del 2015	Oficio N° 015-2015-OEFA/DFSAI/SDI	<p>Solicitud de información relacionada con el derrame de petróleo crufo ocurrido en el Km 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano.</p> <p>Recepción: 17 de febrero del 2015</p>	Dirección General de Epidemiología - Ministerio de Salud	2364
97	13 de febrero del 2015	Oficio N° 016-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el derrame de petróleo crufo ocurrido en el Km 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano.	Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA	2363

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			Recepción: 16 de febrero del 2015		
98	13 de febrero del 2015	Escrito con registro N° 09945	Documento mediante el cual Petroperú S.A. solicita ampliación del plazo otorgado por proveído N° 31.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2322 - 2324
99	13 de febrero del 2015	Oficio N° 017-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de los estudios de riesgo del tramo I del Oleoducto Norperuano Recepción: 17 de febrero del 2015	Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN	2338
100	16 de febrero del 2015	Proveído N° 32	Se otorga ampliación de plazo improrrogable de tres (3) días hábiles para presentar observaciones a los documentos enviados mediante proveído N° 31. Recepción: 16 de febrero del 2015	Petroperú S.A.	2329
101	19 de febrero del 2015	Escrito con registro N° 010756	Escrito presentado por Petroperú S.A. mediante el cual presenta sus descargos a los documentos enviados mediante proveído N° 31.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2331 - 2336
102	20 de febrero del 2015	Oficio N° 020-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el derrame de petróleo crufo ocurrido en el Km 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano. Recepción: 23 de febrero del 2015	Instituto Nacional de Salud - Ministerio de Salud	2366
103	20 de febrero del 2015	Oficio N° 021-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el derrame de petróleo crufo ocurrido en el Km 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano. Recepción: 20 de febrero del 2015	Organismo Nacional de Sanidad Pesquera - SANIPES	2365
104	20 de febrero del 2015	Oficio N° 022-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el derrame de petróleo crufo ocurrido en el Km 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano. Recepción: 20 de febrero del 2015	Ministerio de la Producción	2339
105	24 de febrero del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2340
106	2 de marzo del 2015	Oficio N° 029-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el Procedimiento Administrativo Sancionador iniciado contra Petroperú por el derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano y se reitera la solicitud de información efectuada mediante Oficio N° 017-2015-OEFA/DFSAI/SDI.	Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN	2368

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			Recepción: 2 de marzo del 2015		
107	5 de marzo del 2015	Oficio N° 209-2015-GRL-DRSL/30.09.04	Documento mediante el cual la Dirección Regional de Salud de Loreto remite el Informe N° 003-2015-GRL-DRSL/UEPA sobre actualización de actividades realizadas en el centro poblado Cuninico.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2341 – 2344
108	9 de marzo del 2015	Oficio N° 033-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el Procedimiento Administrativo Sancionador iniciado contra Petroperú por el derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano y se reitera la solicitud de información efectuada mediante Oficio N° 015-2015-OEFA/DFSAI/SDI. Recepción: 10 de marzo del 2015	Dirección General de Epidemiología – Ministerio de Salud	2395
109	9 de marzo del 2015	Oficio N° 034-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de información relacionada con el Procedimiento Administrativo Sancionador iniciado contra Petroperú por el derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano y se reitera la solicitud de información efectuada mediante Oficio N° 016-2015-OEFA/DFSAI/SDI. Recepción: 10 de marzo del 2015	Dirección General de Salud Ambiental - DIGESA	2403
110	9 de marzo del 2015	Proveído N° 33	Solicita la declaración de la médica Carmen Paredes Salazar Plazo: 3 días hábiles Recepción: 9 de marzo del 2015	Petroperú S.A.	2345
111	11 de marzo del 2015	Escrito con registro N° 13536	Documento mediante el cual Petroperú S.A. solicita ampliación del plazo otorgado por proveído N° 33.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2347 - 2350
112	12 de marzo del 2015	Proveído N° 34	Se otorga ampliación de plazo improrrogable de tres (3) días hábiles para presentar observaciones a los documentos enviados mediante proveído N° 33. Recepción: 12 de marzo del 2015	Petroperú S.A.	2351
113	12 de marzo del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente y entrega de copias a Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2352
114	12 de marzo del 2015	Oficio N° 572-2015-OS-GFHL/UPPD	Documento mediante el cual OSINERGMIN informa que la solicitud de aprobación del estudio de riesgo del tramo I del Oleoducto Norperuano ha sido remitida a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas. Respuesta al Oficio N° 017-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2353

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
115	16 de marzo del 2015	Oficio N° 026-2015-SANIPES/DSNPA	Documento mediante el cual SANIPES informa que sus áreas competentes se encuentran evaluando la situación sanitaria, y una vez recibido el informe técnico correspondiente se comunicará al OEFA. Respuesta al Oficio N° 021-2015-OEFA/DFSAI/SDI.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2354
116	17 de marzo del 2015	Escrito con registro N° 14681	Documento mediante el cual Petroperú adjunta las respuestas al proveído N° 33, declaración de la médica Carmen Paredes Salazar.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2355 - 2360
117	18 de marzo del 2015	Oficio N° 036-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Solicitud de estudio de riesgo del tramo I del Oleoducto Norperuano. Recepción: 19 de marzo del 2015	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos – Ministerio de Energía y Minas	2402
118	18 de marzo del 2015	Razón Subdirectoral	Documento mediante el cual se incorporan al expediente lo siguiente: - Video del reportaje “Manto negro en Iquitos – derrame de Petroperú y su insólita medida” emitida por el canal Panamericana Televisión. - Artículo de la página web Utero.pe “Derrame de Petróleo en Amazonía mata toneladas de peces y enferma a nativos” del 30 de julio del 2014.	-	2361 - 2362
119	24 de marzo del 2015	Oficio N° 518-2015-PRODUCE/DGSP-Dcc	Documento mediante el cual el Ministerio de la Producción señala que se encuentra realizando coordinaciones con la Dirección Regional de la Producción del Gobierno Regional de Loreto. Respuesta al Oficio N° 022-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2369
120	30 de marzo del 2015	Razón Subdirectoral	Documento mediante el cual se incorpora al expediente lo siguiente: - Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015 mediante el cual remite un CD conteniendo el Informe Técnico N° 001-2015-ANA-DGCRH-GOCRH que contiene el Segundo Informe de Monitoreo de Calidad de Agua Superficial del Río Cuninico – Oleoducto Norperuano en el año 2014. - Oficio Múltiple N° 044-2015-MINAM/VMGA/DGCA recibido el 19 de febrero del 2015, que remite el Informe Técnico N° 0096-2015-MINAM/VMGA/DGCA sobre los avances de la evaluación de solicitud de Declaratoria de Emergencia Ambiental de la zona afectada por el derrame de petróleo en la zona de Cuninico; y la Carta S/N – Reg. N° 00876-2015.	-	2371 -

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			- Oficio Múltiple N° 046-2015-MINAM/ VMGA/DGCA recibido el 20 de febrero del 2015, que remite copia del Acta de la primera reunión de evaluación del 30 de enero del 2015 y, copia del Acta de la segunda reunión de evaluación del 11 de febrero del 2015.		
121	30 de marzo del 2015	Proveído N° 35	Se corre traslado a Petroperú de diversos documentos obrantes en el expediente. Plazo: 5 días para que presente las observaciones a los documentos enviados Recepción: 31 de marzo del 2015	Petroperú S.A.	2392
122	1 de abril del 2015	Oficio N° 202-2015-DGE-DVE-JVSP/MINSA	Documento mediante el cual se remite el Informe Técnico N° 026-2014-G.T.VERA-DSVSP-DEBE-DGE/MINSA, en el cual se recomienda la remediación y monitoreo ambiental del ámbito del área de influencia del derrame de petróleo ocurrido en el Km. 41+833 del tramo I del Oleoducto Norperuano	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2393
123	6 de abril del 2015	Escrito con registro N° 18783	Documento mediante el cual Petroperú S.A. solicita ampliación del plazo otorgado por proveído N° 35.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2398 - 2400
124	7 de abril del 2015	Proveído N° 36	Se otorga ampliación de plazo improrrogable de tres (3) días hábiles para presentar observaciones a los documentos enviados mediante proveído N° 35. Recepción: 7 de abril del 2015	Petroperú S.A.	2401
125	10 de abril del 2015	Escrito con registro N° 20148	Escrito mediante el cual Petroperú S.A. responde los proveídos N° 35 y 36.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2405 – 2444
126	13 de abril del 2015	Proveído N° 40	Se corre traslado al Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú de los documentos emitidos y recibidos entre los días 27 de enero y 10 de abril del 2015. Recepción: 15 de abril del 2015	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú	2445
127	17 de abril del 2015	Memorándum N° 031-2015-OEFA/OD-Loreto	Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos: - Cargo del proveído N° 37 recepcionado por la comunidad nativa Cuninico, el 14 de abril del 2015, mediante el cual se corre traslado de los documentos emitidos y recibidos entre los días 27 de enero y 10 de abril del 2015 en el procedimiento administrativo sancionador.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2446 - 2449

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			<ul style="list-style-type: none"> - Cargo del proveído N° 39 recepcionado por el señor Fernando Arce del Águila, el 14 de abril del 2015, mediante el cual se corre traslado de los documentos emitidos y recibidos entre los días 27 de enero y 10 de abril del 2015 en el procedimiento administrativo sancionador. - Cargo del proveído N° 38 recepcionado por la comunidad nativa San Francisco, el 14 de abril del 2015, mediante el cual se corre traslado de los documentos emitidos y recibidos entre los días 27 de enero y 10 de abril del 2015 en el procedimiento administrativo sancionador. 		
128	17 de abril del 2015	Oficio N° 1082-OS-GFHL/UPPD	Documento mediante el cual el OSINERGMIN informa que el procedimiento administrativo sancionador seguido contra Petroperú se encuentra en etapa confidencial, por lo que no es posible que brinde mayor información al respecto. No obstante remite el Informe Preliminar de Siniestros N° ADM4-SG-003-2014 y el Informe Final de Siniestros N° ADM4-SG-003-2014 presentados por Petroperú S.A. Respuesta al Oficio N° 029-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2450 - 2545
129	22 de abril del 2015	Escrito con registro N° 22265	Escrito presentado por Petroperú mediante el cual presentan un pliego de descargos a las imputaciones materia del procedimiento administrativo sancionador	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2546 - 2592
130	22 de abril del 2015	Oficio N° 039-2015-SANIPES/DSNPA	Documento mediante el cual SANIPES consulta al OEFA si considera necesaria su participación en el muestreo que dicha entidad realizará en la segunda semana de mayo del 2015.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2594
131	22 de abril del 2015	Oficio Múltiple N° 099-2015-MINAM/ VMGA/DGCA	Se remite el Informe Final de la evaluación de solicitud de declaratoria de emergencia ambiental de la zona afectada por derrame de petróleo en la Quebrada Cuninico – Uraninas – Loreto. Se adjunta Informe Técnico N° 0122-2015-MINAM/VMGA/DGCA.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2597 - 2607
132	23 de abril del 2015	Oficio N° 371-2015-PRODUCE/DVP	Remite información relacionada al derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km. 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano y se adjunta el Informe N° 061-2015-PRODUCE/DGSP-Dcc, memorándum N° 473-2015-PRODUCE/DGSP, Oficio N° 321-2015-GRL-DIREPRO e Informe N° 003-2015-GRL-GR.RR.NN y GMA/AACP. Respuesta al Oficio N° 022-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2608 - 2635
133	23 de abril del 2015	Oficio N° 002134-2015/DG/DIGESA	Remite información relacionada al derrame de petróleo crudo ocurrido en el Km. 41+833 del Tramo I del Oleoducto Norperuano y se remite copia del Informe N° 4318-2014-DEPA/DIGESA, Oficio N° 4606-2014-DEPA/DIGESA y Oficio N° 6724-2014-DEPA/DIGESA. Respuesta del Oficio N° 034-2015-OEFA/DFSAI/SDI	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2636 - 2653

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
134	24 de abril del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2593
135	24 de abril del 2015	Escrito con registro N° 022562	Escrito presentado por Petroperú S.A. solicitando que se tome en consideración el Anexo 1 del escrito al momento de resolver.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2654 - 2661
136	27 de abril del 2015	Oficio N° 401-2015-J-OPE/INS	Documento mediante el cual el Instituto Nacional de Salud remite la Nota Informativa N° 56-2015-DEMYPT-CENSOPAS/INS	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2662 - 2675
137	6 de mayo del 2015	Oficio N° 0205-2015-DVM-SP/MINSA	Documento mediante el cual DIGESA remite respuesta a las conclusiones establecidas en el Informe N° 5353-2014-DEPA/DIGESA y adjunta el Informe N° 1423-2015-DEPA/DIGESA	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2676 - 2690
138	7 de mayo del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2691
139	8 de mayo del 2015	Constancia de copia del expediente	Documento que hace constar la entrega de copias a Petroperú S.A.	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2692
140	19 de mayo del 2015	Escrito con registro N° 26842	Escrito presentado por Petroperú S.A. mediante el cual refuerza los argumentos de descargos y analiza el Informe Técnico N° 0122-2015-MINAM/VMGA/DGCA del 10 de marzo del 2015.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2693 - 2702
141	2 de junio del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2703
142	3 de junio del 2015	Escrito con registro N° 029872	Documento presentado por la comunidad nativa Cuninico mediante el cual adjunta fotografías y videos de trazos de petróleo que se encontrarían en la zona de la comunidad.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2704 - 2707
143	10 de junio del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2707
144	22 de junio del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente y entrega de copias a Petroperú S.A	Petroperú S.A.	2708

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
				Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	
145	22 de junio del 2015	Memorándum N° 2936-2015-OEFA/DS	Documento mediante el cual la Dirección de Supervisión remite copia del escrito presentado por la comunidad nativa Cuninico	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2711
146	14 de julio del 2015	Constancia de acceso al expediente	Documento que hace constar la lectura de expediente por parte de Petroperú S.A	Petroperú S.A. Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2714
147	3 de julio del 2015	Escrito con registro N° 34196	Escrito presentado por Petroperú S.A. solicitando se resuelva el expediente, toda vez que se excedió el plazo para resolver el procedimiento sancionador.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2716 – 2718
148	14 de julio del 2015	Proveído N° 41	Se corre traslado de los documentos recibidos en el procedimiento administrativo sancionador entre el 17 de abril al 19 de mayo del 2015.	Comunidad Nativa Cuninico	2719
149	14 de julio del 2015	Proveído N° 42	Se corre traslado de los documentos recibidos en el procedimiento administrativo sancionador entre el 17 de abril al 22 de junio del 2015.	Comunidad Nativa San Francisco	2720 – 2721
150	14 de julio del 2015	Proveído N° 43	Se corre traslado de los documentos recibidos en el procedimiento administrativo sancionador entre el 17 de abril al 22 de junio del 2015.	Fernando Arce del Águila	2722
151	14 de julio del 2015	Proveído N° 44	Se corre traslado de los documentos recibidos en el procedimiento administrativo sancionador entre el 17 de abril al 22 de junio del 2015. Recepción: 17 de julio del 2015	Instituto de Defensa Legal del Ambiente y el Desarrollo Sostenible Perú	2723 - 2724
152	14 de julio del 2015	Proveído N° 45	Se corre traslado de los documentos recibidos en el procedimiento administrativo sancionador entre el 17 de abril al 22 de junio del 2015. Recepción: 15 de julio del 2015	Petroperú S.A.	2725
153	23 de julio del 2015	Memorándum N° 306-2015-OEFA/OD-Loreto	Documento mediante el cual la Jefa de la Oficina Desconcertada de Loreto remite los siguientes documentos: - Cargo de recepción del proveído N° 41 recepcionado el 17 de julio del 2015 por la Comunidad Nativa Cuninico. - Cargo de recepción del proveído N° 42 recepcionado el 17 de julio del 2015 por la Comunidad Nativa San Francisco.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2726 - 2729

N°	Fecha	Actuación procesal	Contenido	Dirigido a:	Folios
			- Cargo de recepción del proveído N° 43 recepcionado el 17 de julio del 2015 por el señor Fernando Arce del Águila.		
154	26 de agosto de 2015	Razón Subdirectoral	<p>Documento mediante el cual se incorpora al expediente lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Oficio N° 410-2014-VMI/MC del 5 de noviembre de 2014, mediante el cual la Viceministra de Interculturalidad traslada a la Presidencia de Consejo de Ministros el Informe N° 1553-2014-DGPI-VMI/MC del 3 de noviembre del 2014 - Informe N° 1553-2014-DGPI-VMI/MC del 3 de noviembre de 2014, mediante el cual el Director General del Derechos de los Pueblos Indígenas del Viceministerio de Interculturalidad informa a la Viceministra de Interculturalidad sobre las acciones realizadas en relación con el derrame de petróleo ocurrido en el Oleoducto Norperuano en el río Cuninico, Loreto. 	-	2762 – 2771
155	18 de setiembre de 2015	Escrito con registro N° 481981	Escrito presentado por Petroperú por el cual absolvió el traslado del Oficio N° 410-2014-VMI/MC del 5 de noviembre de 2014 y el Informe N° 1553-2014-DGPI-VMI/MC del 3 de noviembre del mismo año.	Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos	2779 - 2780