



**EXPEDIENTE N°** : 013-2013-OEFA/DFSAI/PAS  
**ADMINISTRADO** : PETROLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERÚ S.A.  
**UNIDAD AMBIENTAL** : OLEODUCTO NORPERUANO  
**UBICACIÓN** : DISTRITO DE NIEVA, PROVINCIA DE  
CONDORCANQUI Y DEPARTAMENTO DE AMAZONAS  
**SECTOR** : HIDROCARBURO LÍQUIDOS  
**MATERIA** : INCUMPLIMIENTO DE COMPROMISO  
DERRAME DE PETRÓLEO  
MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS  
SÓLIDOS  
RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA  
MEDIDA CORRECTIVA  
REGISTRO DE ACTOS ADMINISTRATIVOS

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

- (i) *Incumplir el compromiso establecido en el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano aprobado mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 al no haber realizado las acciones de mantenimiento preventivo interno y externo a la tubería de 36" de diámetro del Tramo II del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.*
- (ii) *Ocasionar impactos al suelo, cuerpos de agua y flora producto del derrame de petróleo crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012 en el kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.*
- (iii) *Haber almacenado residuos sólidos peligrosos en terrenos abiertos, a granel, en recipientes sin rótulo y sobre suelo natural, conducta que vulnera el Artículo 48° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con los Artículos 38° y 39° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.*

**Asimismo, se ordena a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. que en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles contado a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con presentar un informe técnico en el que detalle la siguiente información:**

- (i) *La ejecución de las acciones de limpieza y rehabilitación en los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados por el derrame de petróleo crudo residual del 6 de setiembre del 2012, detallando el estado actual de dicha área.*



- (ii) **La identificación de los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano.**
- (iii) **La determinación del estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos provocados por esfuerzos de flexión en el periodo comprendido entre los años 2012 y 2015.**

**Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, en un plazo de diez (10) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental los siguientes documentos:**

- (i) **Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 que muestre el estado actual de los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados, precisando las acciones de limpieza y rehabilitación que se habrían ejecutado, así como los resultados del monitoreo de calidad de suelos realizados en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.**
- (ii) **Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 en el que se identifiquen los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano y se detallen las medidas preventivas que se tomarían en dichos puntos para prevenir la ocurrencia de derrames de petróleo crudo.**
- (iii) **Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 en el que se muestre el estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos provocados por esfuerzos de flexión en el periodo comprendido entre los años 2012 y 2015.**

**Finalmente, se dispone la inscripción en el Registro de Actos Administrativos de la presente resolución, sin perjuicio de que si ésta adquiere firmeza, los extremos que declaran la responsabilidad administrativa serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo a la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.**

Lima, 2 de mayo del 2016

## I. ANTECEDENTES



1. Mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en lo sucesivo, MINEM) aprobó el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del Oleoducto Norperuano (en lo sucesivo, PAMA) de titularidad de Petróleos del Perú S.A. (en lo sucesivo, Petroperú).
2. El 4 de setiembre del 2012 se produjo un derrame de crudo residual en el kilómetro 397+100 de la tubería de 36" del Oleoducto Norperuano (coordenadas UTM WGS84 N: 9454891, E: 815903) operado por Petroperú, ubicada en el distrito de Nieva, provincia de Condorcanqui, departamento de Amazonas.
3. El 6 de setiembre del 2012, Petroperú remitió a la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental ((en lo sucesivo, Dirección de Supervisión) el Informe Preliminar de Siniestros USIPA-002-2012<sup>1</sup>, informando sobre la ocurrencia del mencionado derrame.
4. En ese sentido, con el fin de verificar las acciones adoptadas por Petroperú, el 10 de setiembre del 2012 el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, OEFA) realizó una visita de supervisión especial al área afectada por el derrame de crudo residual en el kilómetro 397+100 de la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano operado por Petroperú.
5. Los resultados de la referida visita de supervisión fueron recogidos en las Actas de Supervisión<sup>2</sup> N° 003542, 004506, 004507 y 004508; así como en los Informes de Supervisión N° 935-2012-OEFA/DS y 1287-2012-OEFA/DS los cuales fueron analizados en el Informe Técnico Acusatorio N° 002-2012-OEFA/DS del 21 de diciembre del 2012 (en lo sucesivo, Informe Técnico Acusatorio).
6. El 19 de setiembre del 2012 Petroperú remitió a la Dirección de Supervisión del OEFA el Informe Final de Emergencias Ambientales, en el cual indicó que el derrame de derrame de crudo residual se originó debido al deslizamiento de una gran masa de tierra producto de una fuerte e inusual lluvia que provocó una fisura en la tubería de 36" del Oleoducto Norperuano operado por Petroperú.
7. Mediante la Resolución Subdirectoral N° 015-2013-OEFA/DFSAI/SDI<sup>3</sup> del 14 de enero del 2013<sup>4</sup> variada mediante Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA-DFSAI/SDI<sup>5</sup> del 5 de enero de 2016 y notificada el 8 de enero del 2016<sup>6</sup> la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA inició procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú, imputándole a título de cargo las presuntas conductas infractoras que se indican a continuación:



---

<sup>1</sup> Folio 109 del expediente.

<sup>2</sup> Folios 7 al 10 del expediente.

<sup>3</sup> Cabe precisar que mediante Resolución Subdirectoral N° 471-2013-OEFA/DFSAI/SDI se corrigió el error material contenido en la Resolución Subdirectoral N° 015-2013-OEFA/DFSAI/SDI.

<sup>4</sup> Folios 120 al 126 del expediente.

<sup>5</sup> Folios 496 al 501 del expediente.

<sup>6</sup> Folio 502 del expediente.



N°	Presuntas conductas infractoras	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa	Norma que tipifica la eventual sanción	Eventual sanción (UIT)
1	El 6 de setiembre de 2012 ocurrió un derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano operado por la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A.	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el 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, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Hasta 10 000 UIT
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.	Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 3.4.4 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, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD.	Hasta 10 000 UIT
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. dispuso los residuos sólidos peligrosos retirados del área donde se produjo el derrame de crudo residual en la Estación de Bombeo 06, en terreno abierto, a la intemperie, sin rotulado, a granel si su correspondiente contenedor y en suelo no impermeabilizado.	Artículo 38° y 39° de Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-EM.	Numeral 3.8.1 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, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Hasta 3 000 UIT

8. Mediante escritos del 5 de febrero del 2013<sup>7</sup>, 2 de setiembre del 2014<sup>8</sup> y 4 de febrero del 2016<sup>9</sup>, Petroperú presentó sus descargos al procedimiento administrativo sancionador, señalando lo siguiente:

#### A) CUESTIONES PROCESALES

##### Presunta nulidad de la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI

- (i) Los ciento ochenta (180) días hábiles dispuestos en la norma para la tramitación del procedimiento vencieron el 27 de setiembre del 2013 y la última actuación se realizó el 31 de julio del 2014 con la emisión del Proveído N° 1, la misma que fue de mero trámite. Por tanto, el OEFA actuó negligentemente al haber abandonado el procedimiento durante 18 meses. Para sustentar sus afirmaciones hizo referencia a la Resolución del Tribunal de Fiscalización del OEFA N° 032-2015-OEFA/TFA que resolvió la

<sup>7</sup> Folios 128 al 217 del expediente.

<sup>8</sup> Folios 487 al 493 del expediente.

<sup>9</sup> Folios 503 al 515 del expediente.



queja impuesta en el Expediente N° 002-2015-TFA-SEE/QUEJA.

- (i) De acuerdo al Numeral 131.2 del Artículo 131 de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en lo sucesivo, LPAG) el cumplimiento del plazo máximo para las actuaciones de la Administración Pública constituye un deber de diligencia y obligatoriedad. Asimismo, el establecimiento de un plazo configura una garantía para el administrado que posee carácter constitucional.
- (ii) Al haberse excedido del plazo, el OEFA ha perdido la autorización para perseguir las infracciones imputadas y ha infringido los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad. Asimismo, debe entenderse el derecho al plazo razonable como parte del contenido constitucional del derecho al debido procedimiento, el cual se debe cumplir en el presente procedimiento.

#### Presunta vulneración del principio de legalidad

- (ii) De acuerdo a la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI la variación se realiza para aplicar las normas tipificadoras vigentes; sin embargo, lo único que se modificó es el artículo de la misma norma aplicada desde la imputación de cargos.
- (iii) La Autoridad Instructora no se encuentre facultada a variar los cargos, ya que el Numeral 14.2 del Artículo 14° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en lo sucesivo, TUO del RPAS) no establece que pueda realizarse una "variación" de la calificación jurídica, sino tan solo una interpretación diferente de la norma aplicable.
- (iv) La Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI transgrede el principio de legalidad ya que se ha variado la norma que tipifica la supuesta infracción, cuando solo está facultada para realizar una interpretación distinta de la norma aplicada desde la imputación de cargos.
- (v) La aplicación de la Tipificación de infracciones y escala de multas y sanciones del Osinergmin transgrede el principio de legalidad y acarrea la nulidad de la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI.

#### Presunta vulneración del principio de tipicidad

- (i) La Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA se aplica específicamente para la evaluación e instalación de válvulas en cruces de ríos, lo cual no se ha presentado, ya que en la válvula V24 de ingreso al tanque 1D4 ubicada en la Estación N° 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano no se encuentra en cruces de ríos.
- (ii) Afirmar que se ha verificado que la norma establecida para válvulas ubicadas en cruces es aplicable para todo el oleoducto no es válido, ya que ello implica interpretar extensivamente lo establecido en la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA y vulnera el principio de tipicidad.



## B) HECHOS IMPUTADOS

Hecho Imputado N° 1: El 6 de setiembre de 2012 ocurrió un derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano operado por Petroperú

- (i) La contingencia ambiental se produjo debido a un problema geotécnico que afectó la tubería del Oleoducto Norperuano a la altura del kilómetro 397+300, entre la Estación 5 y la Estación 6. Ante ello, se activó el Plan de Contingencias y su personal se trasladó a la zona para realizar los trabajos de confinamiento y recuperación del crudo.
- (ii) Considerando que la cantidad de hidrocarburo vertida fue doscientos sesenta (260) barriles y que se recuperaron doscientos veinte (220) en un área de doce mil (12 000) m<sup>2</sup> de suelos y que la trayectoria seguida por la mancha se dispersó en un cuerpo hídrico dinámico de gran masa de agua (Quebradas Nueva Esperanza –Swants y el río Marañón), la afectación es mínima, estando focalizada en los suelos.
- (iii) El primer monitoreo realizado a través del Consorcio Pening S.A.C. – Envirolab Perú S.A.C.- INASSA el 7 de setiembre del 2012 indicaron que los metales pesados (Bario, Cadmio, Cromo, Mercurio y Plomo) están por debajo de los límites máximos permisibles y los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) superaron ligeramente los Estándares de Calidad Ambiental para Agua (en lo sucesivo, ECA-Agua) en el punto “aguas en el centro de la quebrada Suwants – Nueva Esperanza”, lo cual era previsible al tratarse de una zona aledaña al punto donde ocurrió la contingencia.
- (iv) El segundo monitoreo de la Quebrada Suwants – Nueva Esperanza en las inmediaciones de los poblados Nueva Esperanza, Alan García y Cuzumatac indicaron la inexistencia de metales pesados. Asimismo, el 10 de noviembre del 2012 se tomaron muestras de agua en las comunidades de Suwants y Tokio aledañas a la Estación 6, evidenciándose que los resultados se encontraban por debajo de los ECA-Agua.
- (v) La contaminación de los suelos y aguas fue puntualizada y focalizada en la zona de Nueva Esperanza, por lo que el 21 de setiembre del 2012 se realizó una inspección en la que se comprobó visualmente la inexistencia de petróleo crudo.
- (vi) El primer monitoreo de la Red de Salud de Bagua del Ministerio de Salud indicó que en las inmediaciones del caserío Nueva Esperanza, los niveles de TPH sobrepasaban los ECA-Agua; sin embargo, los pobladores de la zona utilizan dicha agua para fines recreativos y no para consumo humano. El segundo monitoreo indicó que los valores de TPH encontrados en la Quebrada Suwants y Panki (está quebrada no es afluente y está fuera del ámbito de contingencia ambiental) se encuentran por debajo del ECA- Agua.

Hecho imputado N° 2: Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos





a) Causas de la rotura del ducto

- (i) El evento que ocasionó el siniestro fue el deslizamiento masivo del terreno activado por las lluvias torrenciales inusuales (manifestado por los pobladores de la zona) y no otros factores como la pérdida de espesor de la pared de la tubería debido a la acción de procesos corrosivos, como se señala en el Informe Técnico Acusatorio. De acuerdo al Informe Técnico de la falla se han registrado deslizamientos de terreno de hasta 2,7 centímetros. después del siniestro, lo que indica el desplazamiento de la masa sobre la tubería.
- (ii) Las evidencias físicas encontradas en el área del siniestro confirman que el mismo se debió a un deslizamiento diferencial activado súbitamente por lluvias torrenciales ocurridas el día anterior, lo cual ha quedado registrado en la información alcanzada por la compañía Baker Hughes el 31 de enero del 2013. Asimismo, el último monitoreo efectuado con la técnica CIPS-DCVG que incluyó el área de influencia del siniestro se efectuó el 16 de mayo del 2012 y no se encontraron indicios físicos que evidenciaran movimientos de terreno.



b) Mantenimiento interno del oleoducto

- (i) Realizó diversas inspecciones geométricas del Tramo II del Oleoducto Norperuano (Estación 5 – Terminal Bayóvar):
- El año 1996 realizó la inspección geométrica de la tubería a lo largo de quinientos cincuenta (550) kilómetros de longitud (Estación 5 – Terminal Bayóvar), habiéndose distensionado cuarenta (40) sectores donde se identificaron movimientos. Los trabajos de distensión finalizaron el año 1999.
  - El año 1998 realizó la inspección para una longitud de doscientos doce (212) kilómetros (Estación 5 y 7). Ante los nuevos sectores con movimiento de tubería que fueron detectados, se realizaron actividades de distensionamiento en doce (12) sectores.
  - El año 2000 realizó la inspección de ciento treinta (130) kilómetros (Estación N° 7 y 9). Su programa de mantenimiento significó cuatro (4) sectores adicionales.
- (ii) Durante la operación del Oleoducto Norperuano y su Ramal Norte ha cumplido con realizar las inspecciones internas (ILI"s) de la tubería que le permitan mantener la confiabilidad de su operación:
- En el tramo Estación 5 y Estación 6 (que incluye el kilómetro 397+500) se efectuaron dos (2) inspecciones geométricas que aseguraron la seguridad de la tubería: (i) la primera el año 1996, en la que se efectuaron trabajos de distensionamiento y control de aguas de escorrentía; (ii) en la segunda realizada el año 1998, la comparación de los registros de las mismas permitió determinar que el área que involucra el kilómetro 397+300 no presentaba movimientos de terreno de consideración.
  - Desde el 14 de febrero del 2012 contrató a la empresa Baker Hughes para que realice el servicio de inspección con raspatubo inteligente





inercial que tenía programado, pero la prestación del servicio se retrasó por factores externos (Tratado de Libre Comercio - TLC, disposiciones de migraciones, entre otros.). Pese a ello, cuando ocurrió el siniestro en el kilómetro 397+300 estaba ejecutando la inspección del tramo Estación 7- 9.

c) El distensionamiento de la tubería

- (i) Ha efectuado labores de distensionamiento, canalización de flujos de aguas pluviales y la construcción de rompientes adicionales. Asimismo, en el área donde ocurrió el deslizamiento del siniestro, se instaló una red de microtriangulación para el monitoreo de los movimientos de terreno.
- (ii) En el año 1997, se programó el distensionado del kilómetro 397+300, que consistió en el desenterrado de la tubería en una longitud de 80 metros con la finalidad de que "libere esfuerzos" o "distensione". Este procedimiento permite que la tubería se reacomode naturalmente (al cesar la fuerza que originó el movimiento) y reduzca o elimine los esfuerzos que pudieron ser inducidos por el empuje del terreno.
- (iii) El kilómetro 397+347 corresponde al sector identificado por el sensor geoinercial como kilómetro 397+327, pues comprende un sector de ochenta (80) metros donde se han realizado los trabajos de distensionado.
- (iv) Conforme con lo señalado en la columna correspondiente al kilómetro 397+327 del cuadro "Pipeline Movement Area" correspondiente al Reporte Final "Geopig Geometry Survey of Petroperú NPS 6 Oil Line Station 5 - Station 7" realizado por la empresa BJ Pipeline Services el año 1998 y a la topografía del terreno, la tubería sufría un desplazamiento hacia el lado derecho de la tubería (signo +) contrario al movimiento de 0.48 metros; es decir, la tubería recobró su posición cercana a la original y este desplazamiento redujo el esfuerzo en el mismo sentido horizontal en 11%. En el sentido vertical hubo un descenso de la tubería, propio de los trabajos de excavación, de magnitud 0.18 metros; sin embargo, aún con ese descenso, el esfuerzo también sufrió una reducción de 8%.
- (v) En la página 21 del Reporte Final "Geopig Geometry Survey of Petroperú NPS 6 Oil Line Station 5 - Station 7" se muestran los lugares que han registrado incrementos de esfuerzos de flexión, entre los cuales no aparece la progresiva km 397+32.
- (vi) Realizó trabajos de mantenimiento en los meses de octubre y noviembre de 1997 derivados de la inspección geoinercial reportada el año 1996, por lo que el reporte del año 1998 registró una recuperación de la tubería contraria al movimiento (cercana a su posición original) y una disminución del esfuerzo de la tubería.

d) El espesor de la tubería

- (i) La tubería que se encuentra emplazada en el kilómetro 397+300 tiene un espesor de diseño y construcción de 0,312", según los registros de inspección interna realizados por la empresa HRosen la tubería tenía el mismo espesor el año 2003 y conforme al reporte final de inspección



interno efectuado por Baker Hughes dicho espesor se mantenía al 31 de enero del 2013. Posteriormente dicha información fue confirmada por la empresa Atac S.A.C. que realizó el ensayo no destructivo de medición ultrasónica de la tubería.

- (ii) La afirmación que el espesor de la tubería ha sufrido una pérdida de espesor de aproximadamente veinte por ciento (20%) de espesor queda desvirtuada con el Plano AL-137 de la empresa Bechtel, los registros de las ILI efectuado con el raspatubo CDP de la empresa H.Rosen, el reporte final de la EMPRESA Baker Hughes del 31 de enero del 2013 y el informe de la Empresa Atac S.A.C. Conforme a ello, la referida afirmación fue inducida por un error en el tipeo de los informes alcanzados al OEFA en los que se consideró los valores 0.406" y 0.344", siendo el espesor real 0.312".
- (iii) La tubería del Tramo II del Oleoducto Norperuano fue construida con distintos espesores entre los cuales se encuentran los espesores nominales de fabricación 0.406" y 0.344". No obstante, en el Informe Técnico Acusatorio se llega a una conclusión errónea al indicar que la tubería tiene un espesor de fabricación de 0.406" y que producto de la medición puntual de la tubería en la zona arrojaba un espesor de 0.344".
- (iv) En el informe que elaboró existe un error al indicarse que el espesor de diseño es de 0.406" aunque el valor que le corresponde es de 0.312". Asimismo, según los planos de alineamiento del ducto y el reporte de inspección del sensor inercial los espesores de la tubería varían entre 0.312" y 0.406", siendo que el sector donde se ubica la falla no se tienen tuberías con el espesor de 0.406".
- (v) De acuerdo al Informe de Inspección Visual realizado por la empresa Atac S.A. el espesor de la tubería varía entre 7.8 mm y 8.15 mm, valores comprendidos en dentro del rango de fabricación de una tubería que nominalmente corresponde a 7.9 mm (0.312"), descartándose algún proceso corrosivo en la tubería.



Hecho imputado N° 3: Petroperú dispuso los residuos sólidos peligrosos retirados del área donde se produjo el derrame de crudo residual en la Estación de Bombeo 06, en terreno abierto, a la intemperie, sin rotulado, a granel si su correspondiente contenedor y en suelo no impermeabilizado

- (i) Los residuos sólidos peligrosos (trazas de crudo impregnado en tierra y plantas) fueron dispuestos temporalmente en el interior de la zona industrial de la Estación N° 6, en un almacén destinado exclusivamente a este material. Dado que dicho almacén fue utilizado totalmente, fue necesario construir otro almacén temporal en la zona industrial de la Estación N°6.
- (ii) La fotografía del Informe de Supervisión corresponde al momento en el cual el material peligroso fue transportado hacia la Estación N° 6 y fue temporalmente dispuesto hasta culminar la construcción del almacén y posteriormente ser trasladado por una empresa prestadora de servicios de residuos sólidos a un relleno de seguridad.



- (iii) Los residuos sólidos peligrosos se encontraban sobre una sábana de plástico para no contaminar el cemento y están protegidos por un tinglado de madera y calamina debido a la lluvia.
- (iv) Durante el año 2013 realizó trabajos de cambio de sacos con material contaminado, evidenciándose el correcto almacenamiento realizado en el almacén de residuo peligrosos de la Estación N° 6 y en el almacén temporal ubicado frente a la zona de vivienda de la Estación N° 6.
- (v) El material contaminado que fue almacenado en la Estación N° 6 fue trasladado por la empresa Green Care del Perú S.A. y los manifiestos fueron remitidos oportunamente a la Dirección de Supervisión del OEFA.

9. Cabe precisar que mediante Proveído N° 1<sup>10</sup> notificado el 31 de julio del 2014 se corrió traslado a Petroperú el Informe N° 1287-2012-OEFA/DS y se le otorgó dos (2) días hábiles a efectos de que formule las observaciones respecto a dicho documento. A través del escrito<sup>11</sup> del 4 de agosto del 2014 el administrado solicitó que se le otorgue un plazo adicional y el 2 de setiembre del 2014 presentó un escrito con sus observaciones, conforme al plazo otorgado mediante el Proveído N° 2<sup>12</sup>.



10. Mediante escrito del 4 de febrero del 2016, Petroperú solicitó que se le conceda una Audiencia de Informe Oral para el uso de la palabra, la misma que fue llevada a cabo 30 de marzo del 2016. En dicha audiencia el administrado reiteró los mismos descargos señalados durante sus escritos de descargos.

## II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

11. En el presente procedimiento administrativo sancionador, las cuestiones en discusión consisten en determinar:



- (i) Primera cuestión procesal: Si corresponde declarar la nulidad de la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI.
- (ii) Segunda cuestión procesal: Si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de legalidad.
- (iii) Tercera cuestión procesal: Si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de tipicidad.
- (iv) Primera cuestión en discusión: Si Petroperú cumplió el compromiso establecido en su PAMA.
- (v) Segunda cuestión en discusión: Si Petroperú es responsable por los impactos generados por el derrame de crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012.

<sup>10</sup> Folio 367 del expediente.

<sup>11</sup> Folios 376 al 378 del expediente.

<sup>12</sup> Folio 380 del expediente.



- (vi) Tercera cuestión en discusión: Si Petroperú realizó un adecuado manejo y almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos.
- (vii) Cuarta cuestión en discusión: Si corresponde ordenar medidas correctivas a Petroperú.

### III. CUESTIONES PREVIAS

#### III.1 Normas procedimentales aplicables al procedimiento administrativo sancionador. Aplicación de la Ley N° 30230 - Ley para la promoción de la inversión y de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD

12. Mediante la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en lo sucesivo, Ley N° 30230), publicada el 12 de julio del 2014, se ha dispuesto que durante un plazo de tres (3) años, contado a partir de su publicación, el OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

13. El Artículo 19° de la Ley N° 30230<sup>13</sup> estableció que durante dicho periodo el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, esto es, si se verifica la existencia de una infracción, únicamente dictará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento administrativo sancionador, salvo las excepciones establecidas por la referida norma, respecto a aquellas que generen un daño real y muy grave a la vida y a la salud de las personas, actividades que se realicen sin contar con instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.

14. En consecuencia, en la Única Disposición Complementaria Transitoria del 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:

<sup>13</sup>

**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 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:*

- 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.*
- Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.*
- 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".*



- (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.
- (ii) 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<sup>14</sup>.
- (iii) 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.



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 lo sucesivo, 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 del SINEFA y en los Artículos 40° y 41° del TUO del RPAS.



Las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador son distintas a los supuestos establecidos en los Literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, pues de las imputaciones no se aprecia infracción que genere daño real a la salud o vida de las personas, el desarrollado actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o la reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de las Normas Reglamentarias, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:

- (i) Una primera resolución que determine la responsabilidad administrativa y ordene la correspondiente medida correctiva, de ser el caso.
- (ii) En caso de incumplir la medida correctiva, una segunda resolución que sancione la infracción administrativa.

<sup>14</sup>

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.



17. Cabe resaltar que en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, la primera resolución suspenderá el procedimiento administrativo sancionador, el cual solo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de la medida correctiva, de lo contrario se reanudará quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.
18. En tal sentido, en el presente procedimiento administrativo sancionador corresponde aplicar las disposiciones contenidas en la Ley N° 30230, en las Normas Reglamentarias aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD y en el TUO del RPAS.

#### IV. CUESTIONES PROCESALES

##### IV.1 Primera Cuestión Procesal: Si corresponde declarar la nulidad de la Resolución Subdirectorial N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI

19. El Artículo 10° de la LPAG<sup>15</sup> establece como una de las causales de nulidad del acto administrativo la inobservancia de las leyes, así como la omisión o defecto de sus requisitos de validez contemplados en el Artículo 3° del mismo cuerpo legal<sup>16</sup>.
20. Por su parte, el Artículo 11° de la citada ley<sup>17</sup> dispone que la nulidad de los actos administrativos se plantea a través de los recursos impugnativos previstos en su Artículo 207°, entendiéndose, reconsideración, apelación o revisión, según corresponda. Asimismo, señala que la solicitud de nulidad de los actos

##### Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General

###### "Artículo 10.- Causales de nulidad"

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

1. La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias.
2. El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto a que se refiere el Artículo 14.
3. Los actos expesos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o tramites esenciales para su adquisición.
4. Los actos administrativos que sean constitutivos de infracción penal, o que se dicten como consecuencia de la misma."

##### <sup>16</sup> 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:

1. Competencia.- Ser emitido por el órgano facultado en razón de la materia, territorio, grado, tiempo o cuantía, a través de la autoridad regularmente nominada al momento del dictado (...).
2. Objeto o contenido.- Los actos administrativos deben expresar su respectivo objeto, de tal modo que pueda determinarse inequívocamente sus efectos jurídicos. Su contenido se ajustará a lo dispuesto en el ordenamiento jurídico (...).
3. Finalidad Pública.- Adecuarse a las finalidades de interés público asumidas por las normas que otorgan las facultades al órgano emisor (...)
4. Motivación.- El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.
5. Procedimiento regular.- Antes de su emisión, el acto debe ser conformado mediante el cumplimiento del procedimiento administrativo previsto para su generación".

##### <sup>17</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General

###### "Artículo 11°.- Instancia competente para declarar la nulidad"

11.1 Los administrados plantean la nulidad de los actos administrativos que les conciernan por medio de los recursos administrativos previstos en el Título III Capítulo II de la presente Ley.

11.2 La nulidad será conocida y declarada por la autoridad superior de quien dictó el acto. Si se tratara de un acto dictado por una autoridad que no está sometida a subordinación jerárquica, la nulidad se declarará por resolución de la misma autoridad.

(...)"



administrativos debe ser conocida y resuelta por la autoridad superior de quien dictó el acto cuestionado.

21. De conformidad con lo establecido en el Numeral 11.2 del Artículo 11° de la LPAG, no corresponde a Petroperú plantear la nulidad de la Resolución a través de su escrito de descargos presentado ante la Dirección de Fiscalización, puesto que la competencia para pronunciarse sobre dicho recurso corresponde al superior jerárquico, en este caso el Tribunal de Fiscalización Ambiental, vía recurso de apelación.
22. Sin perjuicio de lo señalado, la Dirección de Fiscalización considera conveniente analizar si en el presente procedimiento se han vulnerado los principios de principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad

#### IV.1.1 Presunta vulneración a los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad

23. En su escrito de descargos del 4 de febrero del 2016, Petroperú alegó que a dicha fecha ya habría transcurrido el plazo de los ciento ochenta (180) días hábiles para resolver de acuerdo a lo establecido en el Artículo 11° del TUO del RPAS y el Numeral 2 del Artículo 131° de la LPAG). Para sustentar sus afirmaciones hizo referencia a la Resolución del Tribunal de Fiscalización del OEFA N° 032-2015-OEFA/TFA que resolvió la queja impuesta en el Expediente N° 002-2015-TFA-SEE/QUEJA.



24. En esa línea, Petroperú indicó que se habría perdido facultad para perseguir las presuntas infracciones administrativas imputadas en su contra en tanto que ha vulnerado los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3° del TUO del RPAS<sup>18</sup> en concordancia con el Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG, al haber transcurrido el plazo establecido para resolver el presente caso.



25. Con relación a lo anterior, cabe señalar que una de las manifestaciones del principio del debido procedimiento constituye el derecho de los administrados a un procedimiento sin excesivos transcurros de tiempo o dilaciones indebidas<sup>19</sup>; no obstante, no toda demora respecto del tiempo de duración de un procedimiento administrativo sancionador implica una dilación indebida por parte de la Administración y, en consecuencia, una vulneración al principio del debido procedimiento.
26. Sobre el particular, en la sentencia recaída en el Expediente N° 3778-2004-AA/TC<sup>20</sup> sobre la falta de cumplimiento de los plazos máximos de un proceso y

<sup>18</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

**\*Artículo 3°.- De los principios**

3.1 El procedimiento administrativo sancionador regulado en la presente norma se rige, entre otros, por los principios de legalidad, tipicidad, debido procedimiento, razonabilidad, internalización de costos, proporcionalidad, responsabilidad ambiental, presunción de licitud, causalidad, irretroactividad, concurso de infracciones, continuación de infracciones, gradualidad, non bis in idem y prohibición de reforma en peor."

<sup>19</sup> LANDA ARROYO, César. *Derecho fundamental al debido proceso y a la tutela jurisdiccional*. Diké. Portal de Información y Opinión Legal de la PUCP. Lima.

<sup>20</sup> Sentencia del tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 3778-2004-AA/TC. Disponible en: <http://www.tc.gob.pe/jurisprudencia/2005/03778-2004-AA.html>



su distinción con la noción de dilación indebida, el Tribunal Constitucional ha señalado lo siguiente:

"(...)

De esta manera, el hecho que los plazos máximos de un proceso hayan sido incumplidos no tiene como consecuencia directa que las resoluciones finales sean declaradas inválidas o sin efectos legales. Asimismo, el incumplimiento del plazo fijado (...) no tiene como consecuencia prevista en su texto, ni la nulidad del proceso administrativo disciplinario ni la de la pretensión coercitiva del Estado.  
(...)"

(Subrayado agregado).

27. De acuerdo a la anterior, el Tribunal Constitucional ha señalado que la demora de la Administración en la emisión de un pronunciamiento final no acarrea la nulidad ni el archivo de un procedimiento administrativo sancionador, máxime cuando el retraso o demora no se debe a una conducta aislada o arbitraria de la Administración encaminada a perjudicar el ejercicio de los demás derechos que conforman el principio del debido procedimiento.



28. Por otro lado, el mismo Artículo 131° del LPAG<sup>21</sup> citado por el administrado señala expresamente que los plazos obligan a la administración sin necesidad de apremio. De esta forma, en el presente procedimiento se han analizado tres (3) hechos imputados, dentro de los cuales se han revisado detalladamente documentos técnicos referidos a la ocurrencia del derrame de petróleo crudo ocurrido el 6 de setiembre del 2012; así como, documentos relacionados con el mantenimiento de la tubería de 36" del Oleoducto Norperuano, alegatos adicionales vertidos durante la Audiencia de Informe Oral, entre otros, los cuales ameritan invertir el tiempo necesario para evaluar adecuadamente la situación del ambiente al momento de la supervisión.



29. Al respecto, mediante la Resolución N° 032-2015-OEFA/TFA el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA resolvió la queja impuesta en el Expediente N° 002-2015-TFA-SEE/QUEJA (resolución que es referida por el administrado como sustento del presente argumento) señalando lo siguiente:

"Resulta importante precisar en este punto que, si bien es cierto que el plazo de 180 días hábiles previsto en la Resolución de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD debe ser cumplido por la primera instancia administrativa, a efectos de emitir pronunciamiento definitivo, no resulta menos cierto que es deber de la administración garantizar el derecho a un debido procedimiento, lo cual implica valorar la información suministrada por las partes (sea esta informes técnicos, explicaciones adicionales o meramente un resumen de los argumentos expuestos), a efectos de poder garantizar su derecho de defensa y obtener de esta forma una decisión motivada y fundada en derecho (...)"

(El subrayado ha sido agregado)

[Consulta realizada el 28 de marzo del 2016].

<sup>21</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

"Artículo 131°.- **Obligatoriedad de plazos y términos**

131.1 Los plazos y términos son entendidos como máximos, se computan independientemente de cualquier formalidad, y obligan por igual a la administración y a los administrados, sin necesidad de apremio, en aquello que respectivamente les concierna."



30. Como se puede apreciar, el Tribunal de Fiscalización Ambiental ha establecido que, en casos complejos como el presente en el que además se han efectuado diversos actos procedimentales, el plazo normativo establecido puede verse superado con la finalidad de garantizar la vigencia de derechos como los vinculados con un debido procedimiento y la emisión de un pronunciamiento debidamente sustentado respecto de todos los hechos materia de análisis.
31. En consecuencia, al haberse efectuado la evaluación de todos los medios probatorios, actuaciones procesales, incluyendo los alegatos adicionales durante la Audiencia de Informe Oral, se ha garantizado el derecho de defensa del administrado, habiéndolo ejercido Petroperú durante la tramitación del presente procedimiento. Por tanto, la actuación administrativa fuera de término no genera ningún efecto sobre el trámite del procedimiento administrativo sancionador.

#### IV.2 **Segunda Cuestión Procesal:** Si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de legalidad

##### IV.2.1 Presunta vulneración del principio de legalidad por la variación realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI

32. En su escrito de descargos del 4 de febrero del 2016, Petroperú señala que la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI notificada el 13 de enero del 2016 no cumple los supuestos establecidos en el Artículo 14° del TUO del RPAS<sup>22</sup>, en tanto que solo se ha efectuado la precisión de los hechos expuestos en la imputación de cargos inicialmente notificada, y no se habría efectuado una interpretación diferente de la norma aplicable, conforme a lo establecido en dicho dispositivo legal. En ese sentido se vulnera el principio de legalidad<sup>23</sup>, por lo que solicita que se declare la nulidad de la misma, conforme a lo establecido en el Artículo 10° de la LPAG<sup>24</sup>.
33. Al respecto, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 14° del TUO del RPAS si la Autoridad Instructora considera que corresponde variar la imputación



<sup>22</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

**"Artículo 14°.- Variación de la imputación de cargos**

14.1 Si la Autoridad Instructora considera que corresponde variar la imputación de cargos, deberá otorgar al administrado investigado la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de defensa aplicando el plazo para presentar descargos mencionado en el Numeral 13.1 del Artículo precedente.

14.2 Si la variación de la imputación de cargos comprende una valoración distinta de los hechos imputados o una interpretación diferente de la norma aplicable, podrá continuarse la tramitación del procedimiento administrativo sancionador con el mismo número de expediente."

<sup>23</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

**"Artículo IV.- Principios del procedimiento 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."

<sup>24</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

**"Artículo 10°.- Causales de nulidad**

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

1. La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias.

2. El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto a que se refiere el Artículo 14.

(...)."



de cargos, ésta deberá otorgar al administrado investigado la oportunidad de ejercer adecuadamente su derecho de defensa a través del plazo de descargos indicado en el Artículo 13° de la mencionada norma, lo cual fue cumplido en tanto que mediante Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI se otorgó a Petroperú el plazo de veinte (20) días hábiles establecido a efectos que pueda presentar sus descargos<sup>25</sup>.

34. Cabe resaltar que el mencionado Artículo 14° del TUO del RPAS no establece expresamente que la variación de la imputación de cargos consista en la valoración distinta de los hechos imputados o la interpretación distinta de las normas, siendo que solo indica que en caso se realice en atención a estas dos (2) situaciones taxativas, debe otorgarse al administrado la oportunidad de ejercer su derecho de defensa, para lo cual deberá otorgársele el mismo plazo concedido para la presentación de los descargos. Plazo que le fue otorgado a Petroperú a través de la Resolución Subdirectoral N° 0012-2016-OEFA/DFSAI/SDI.



35. Sin perjuicio de ello, corresponde indicar que mediante la variación del hecho imputado N° 2, la Subdirección describió la conducta materia del procedimiento y analizó la relación entre ésta y la norma incumplida. De esta manera, los argumentos que sustentaron la variación de la imputación de cargos realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI se detallan en el siguiente cuadro que se muestra a continuación:

**Cuadro N° 1**

**Argumentos que sustentan la variación de la imputación de cargos**

Hecho imputado N° 2 de la Resolución Subdirectoral N° 15-2013-OEFA/DFSAI/SDI	Argumentos de la variación realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI
Petroperú no habría realizado el mantenimiento a línea de 24" de diámetro de la Estación 1 del Oleoducto Norperuano.	<p>""De los actuados en el Expediente N° 013-2013-DFSAI/PAS, esta Subdirección considera que la imputación de cargos efectuada contra Petroperú mediante la Resolución Subdirectoral N° 015-2013-OEFA-DFSAI/SDI amerita ser variada, toda vez que corresponde aplicar en el procedimiento administrativo sancionador, las normas tipificadoras vigentes, según corresponda, a fin de velar por el derecho al debido procedimiento del administrado.</p> <p>(...)La Resolución Subdirectoral N° 015-2013-OEFA-DFSAI/SDI inició el presente procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú por el presunto incumplimiento al literal g) del Artículo 43° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM (en adelante, RPAAH), por el siguiente hecho detectado:</p>



<sup>25</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

"(...)

Artículo 13°.- Presentación de descargos

13.1 El administrado imputado podrá presentar sus descargos en un plazo improrrogable de veinte (20) días hábiles contado desde el día siguiente de notificada la resolución de imputación de cargos.

(...)."



	<p><i>"Hecho detectado: La empresa PETROPERÚ no realizó el mantenimiento regular de a progresiva km 397+300 del Oleoducto Norperuana a fin de minimizar o evitar riesgos de derrames"</i></p> <p><i>No obstante, en virtud del Artículo 14° del TUO del RPAS la Subdirección de Instrucción e Investigación considera que corresponde variar la imputación de cargos del referido hecho detectado de la siguiente manera:(...)"</i></p>
--	---

36. Con relación al hecho imputado N° 2 corresponde señalar que mediante la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI se efectuó una valoración distinta del hecho imputado, conforme lo ha indicado el mismo administrado en su escrito de descargos ("precisión de los hechos expuestos"), en tanto se indicó que la presunta conducta infractora referida a la falta de mantenimiento a la tubería de 36" del Oleoducto Norperuano estaría infringiendo el compromiso establecido en su PAMA. De esta manera se precisa que la presunta conducta infractora no infringe lo establecido en el Literal g) del Artículo 43° del RPAAH sino el Artículo 9° del RPAAH al no haber cumplido el compromiso ambiental establecido en su instrumento de gestión ambiental.



37. Asimismo, a través de la Resolución Subdirectoral N° 15-2013-OEFA/DFSAI/SDI se indicó que de comprobarse dicho incumplimiento, Petroperú podría ser sancionado de conformidad con lo establecido en el Numeral 3.2 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, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD; mientras que a través de la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI se indicó que de comprobarse el hecho imputado variado Petroperú podría ser sancionado de acuerdo a lo establecido en el Numeral 3.4.4 de la mencionada norma tipificadora (numeral que tipifica los incumplimientos a los compromisos de gestión ambiental).



38. Por tanto, en virtud de lo expuesto la variación de cargos realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 0001-2016-OEFA/DFSAI/SDI se encuentra debidamente motivada, no existe vulneración de los principios establecidos en la LPAG.

#### **IV.2.1 Segunda Cuestión Procesal: Si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de legalidad**

39. En sus descargos Petroperú alegó que el OEFA realizó una aplicación indebida de la norma que tipifica la eventual sanción de los hechos materia de análisis toda vez que utilizó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.

40. Al respecto, cabe señalar que el Artículo 103° de la Constitución Política señala que la ley, desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias de las relaciones y situaciones jurídicas existentes<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> Constitución Política del Perú de 1993

*"Artículo 103.- Pueden expedirse leyes especiales porque así lo exige la naturaleza de las cosas, pero no por razón de las diferencias de las personas. La ley, desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias*



41. El Tribunal Constitucional se ha pronunciado en reiterada jurisprudencia que nuestro ordenamiento jurídico se rige por la teoría de los hechos cumplidos, estableciendo que "(...) nuestro ordenamiento adopta la teoría de los hechos cumplidos (excepto en materia penal cuando favorece al reo), de modo que la norma se aplica a las consecuencias y situaciones jurídicas existentes' (STC 0606-2004-AA/TC, FJ 2). Por tanto, para aplicar una norma (...) en el tiempo debe considerarse la teoría de los hechos cumplidos y, consecuentemente, el principio de aplicación inmediata de las normas<sup>27</sup>. (El subrayado ha sido agregado).
42. La doctrina nacional señala que "(...) *cada norma jurídica debe aplicarse a los hechos que ocurran durante su vigencia, es decir, bajo su aplicación inmediata. Entonces, si se genera un derecho bajo una primera ley y luego de producir cierto número de efectos esa ley es modificada por una segunda, a partir de la vigencia de esta nueva ley, los nuevos efectos del derecho se deben adecuar a esta y ya no se regidos más por la norma anterior bajo cuya vigencia fue establecido el derecho de que se trate. Es una teoría que (...) [p]rotege la necesidad de innovar la normatividad social a partir de las normas de carácter general. (...) La teoría de los hechos cumplidos pretende aplicar siempre de manera inmediata las normas generales.*"<sup>28</sup>
43. Sobre el particular cabe precisar que el Literal a) del Artículo 11.2 de la Ley N° 30011- Ley que modifica la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental<sup>29</sup> (en adelante, Ley del SINEFA) señala que la función normativa del OEFA comprende la facultad de dictar, en el ámbito de sus competencias, las normas que regulen el ejercicio de la fiscalización. Asimismo, reconoce la facultad del OEFA para, entre otros, tipificar infracciones administrativas y aprobar la escala de sanciones correspondientes.
44. Asimismo, en aplicación de lo expuesto en la Ley SINEFA, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 038-2013-OEFA/CD el OEFA aprobó las




---

de las relaciones y situaciones jurídicas existentes y no tiene fuerza ni efectos retroactivos; salvo, en ambos supuestos, en materia penal cuando favorece al reo. La ley se deroga sólo por otra ley. También queda sin efecto por sentencia que declara su inconstitucionalidad.  
La Constitución no ampara el abuso del derecho."

<sup>27</sup> Sentencia del Tribunal Constitucional N° 0002-2006-PI/TC del 16 de abril de 2003 recaída en el Expediente N° 02050-2002-AA/TC. Fundamento Jurídico 12.

<sup>28</sup> RUBIO CORREA, Marcial. *Aplicación de la norma jurídica en el tiempo*. Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú. Primera Edición. 2007. Lima, Perú. pp. 28 a 30.

<sup>29</sup> Ley N° 30011-Ley Que Modifica La Ley 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental

**"Artículo 11°.- Funciones generales: (...)**

**11.2 El OEFA, en su calidad de ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA), ejerce las siguientes funciones: a) Función normativa: comprende la facultad de dictar, en el ámbito y en materia de sus competencias, las normas que regulen el ejercicio de la fiscalización ambiental en el marco del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA), y otras de carácter general referidas a la verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables de los administrados a su cargo; así como aquellas necesarias para el ejercicio de la función de supervisión de entidades de fiscalización ambiental, las que son de obligatorio cumplimiento para dichas entidades en los tres niveles de gobierno. En el ejercicio de la función normativa, el OEFA es competente, entre otros, para tipificar infracciones administrativas y aprobar la escala de sanciones correspondientes, así como los criterios de graduación de estas y los alcances de las medidas preventivas, cautelares y correctivas a ser emitidas por las instancias competentes respectivas."**



Reglas Generales sobre el ejercicio de la potestad sancionadora el cual señala como objeto aprobar reglas generales para el ejercicio de la potestad sancionadora del OEFA, lo que incluye la tipificación de infracciones, con la finalidad de, entre otros, lograr una protección ambiental eficaz y oportuna.

45. En ese contexto el 18 de agosto del 2015 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la aprobación de la Resolución de Consejo Directivo N° 035-2015-OEFA/CD que aprueba la Tipificación de las infracciones administrativas y establecen la escala de sanciones aplicable a las actividades desarrolladas por las empresas del subsector hidrocarburos que se encuentran bajo el ámbito de competencia del OEFA; no obstante, al momento de la comisión de los hechos (4 de enero del 2012) se encontraba vigente la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias; por lo que, siendo que la Tipificación de las infracciones administrativas del OEFA entró en vigencia posteriormente, no correspondía su aplicación al presente caso.
46. En atención a lo expuesto, el OEFA no aplicó indebidamente la norma tipificadora a los hechos imputados materia del presente caso, por lo que quedaron desvirtuados sus argumentos con relación a este extremo.
47. Sin perjuicio de lo expuesto, cabe señalar que de acuerdo con lo establecido en el Numeral 2.2 del Artículo 2° de las Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, en el presente caso se analizará la existencia de responsabilidad administrativa y de ser el caso, el dictado de una medida correctiva. Asimismo, en caso se haya dictado una medida correctiva, ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento).



#### IV.3 Tercera Cuestión Procesal: Si en el presente procedimiento administrativo sancionador se ha vulnerado el principio de tipicidad

48. En su escrito de descargos Petroperú señaló que, respecto al hecho imputado N°2, el OEFA vulneró el principio de tipicidad establecido en la LPAG<sup>30</sup> debido a que la modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" aprobada a través de la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, se aplica específicamente para la evaluación e instalación de válvulas en cruces de ríos, lo cual no se habría presentado ya que en la válvula V24 de ingreso al tanque 1D4 ubicada en la Estación N° 1- Saramuro del Oleoducto Norperuano no se encuentra en cruces de ríos.
49. Sobre el particular, cabe señalar que si bien el presente caso se imputó contra Petroperú el haber incumplido el compromiso establecido en la modificación del



<sup>30</sup>

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 analógica. 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."



Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos" aprobada a través de la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo del 2003, se ha verificado en el contenido de la mencionada resolución directoral, que los compromisos 2, 6 y 7 (materia del presente caso) hacen referencia a obligaciones respecto a la totalidad del Oleoducto Norperuano.

50. Con relación al compromiso 2 referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos se debe indicar que estas tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía<sup>31</sup>. En ese sentido, dicha acción corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el Oleoducto Norperuano.
51. Asimismo, respecto de las inspecciones geométricas, estos son procedimientos que se efectúan con la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Ello también es importante para poder determinar si el raspatubo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas<sup>32</sup>. En ese sentido, dicha acción corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
- 
52. El compromiso 7 relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o cepas son utilizadas para identificar los defectos por corrosión<sup>33</sup> de la tubería, por lo que del mismo modo dicha acción corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
- 
53. Por lo tanto, toda vez que en el presente caso se imputó contra Petroperú no haber realizado las acciones de mantenimiento a la tubería de 36" del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos incumpliendo lo establecido en el PAMA (modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos"), se verifica que la conducta materia del presente caso se encuentra subsumida en el hecho imputado.
54. 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 Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM (en lo sucesivo, RPAAH), el cual establece que los compromisos ambientales establecidos en los estudios de impacto ambiental son de obligatorio

<sup>31</sup> YASKSETIG CASTILLO, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánico Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 14.

<sup>32</sup> 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.

<sup>33</sup> 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.



cumplimiento por los titulares de actividades de hidrocarburos, siendo obligaciones ambientales fiscalizables a cargo de la autoridad competente

55. En ese sentido, no existe vulneración al principio de tipicidad establecido en la LPAG quedando desvirtuado los argumentos alegados por Petroperú.

## V. ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES EN DISCUSIÓN

56. Antes de proceder con el análisis de las cuestiones en discusión, es preciso indicar que las conductas imputadas materia del presente procedimiento administrativo sancionador fueron detectadas durante el desarrollo de las acciones de supervisión del OEFA.

57. El Artículo 16° del TUO del RPAS<sup>34</sup> establece que 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 afirman<sup>35</sup>.



58. Por consiguiente, los hechos constatados por los funcionarios públicos, quienes tienen la condición de autoridad, y que se precisen en un documento público observando lo establecido en las normas legales pertinentes, adquirirán valor probatorio dentro de un procedimiento administrativo sancionador, sin perjuicio de las pruebas que puedan aportar los administrados en virtud de su derecho de defensa.



59. Por lo expuesto, se concluye que las Actas de Supervisión N° 003542, 004506, 004507 y 004508, así como en los Informes de Supervisión N° 935-2012-OEFA/DS y 1287-2012-OEFA/DS y en el Informe Técnico Acusatorio, constituyen medios probatorios fehacientes, al presumirse cierta la información contenida en ellos, sin perjuicio del derecho del administrado de presentar los medios probatorios que acrediten lo contrario.

### VI.1 Análisis de la Primera cuestión en discusión: Si Petroperú cumplió el compromiso establecido en su PAMA

<sup>34</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD

*"Artículo 16.- Documentos públicos*

*La información contenida en los informes técnicos, actas de supervisión u otros documentos similares constituyen medios probatorios y se presume cierta, salvo prueba en contrario".*

<sup>35</sup> En este contexto, Garberí Llobregat y Buitrón Ramírez señalan lo siguiente:

*«(...) la llamada "presunción de veracidad de los actos administrativos" no encierra sino una suerte de prueba documental privilegiada, en tanto se otorga legalmente al contenido de determinados documentos la virtualidad de fundamentar por sí solos una resolución administrativa sancionadora, siempre que dicho contenido no sea desvirtuado por otros resultados probatorios de signo contrario, cuya proposición y práctica, como ya se dijo, viene a constituirse en una "carga" del presunto responsable que nace cuando la Administración cumple la suya en orden a la demostración de los hechos infractores y de la participación del inculpaado en los mismos». (GARBERÍ LLOBREGAT, José y BUITRÓN RAMÍREZ, Guadalupe. *El Procedimiento Administrativo Sancionador*. Volumen I. Quinta edición. Valencia: Tirant Lo Blanch, 2008, p. 403).*

En similar sentido, se sostiene que *"La presunción de veracidad de los hechos constatados por los funcionarios públicos es suficiente para destruir la presunción de inocencia, quedando a salvo al presunto responsable la aportación de otros medios de prueba (...)". (ABOGAEMPRESA GENERAL DEL ESTADO. DIRECCIÓN DEL SERVICIO JURÍDICO DEL ESTADO. MINISTERIO DE JUSTICIA. *Manual de Derecho Administrativo Sancionador*. Tomo I. Segunda edición. Pamplona: Aranzadi, 2009, p. 480.*



### VI.1.1. Acciones preventivas contra riesgos ambientales

60. Conforme al Sistema de Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (en lo sucesivo, 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.

61. Una vez obtenida la certificación ambiental, en concordancia con lo señalado en los Artículos 29° y 15° del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM<sup>36</sup> (en lo sucesivo, RLSEIA), 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.



62. 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.



63. 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)<sup>37</sup> hacia fuentes de almacenamiento.

<sup>36</sup> Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, , aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM

**"Artículo 15.- Obligación 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."

<sup>37</sup> 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.



64. 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).
65. 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 transportan hidrocarburos, ya que estas sufren deterioros y desgastes con el tiempo. Estas inspecciones deben garantizar el buen estado de la integridad de las tuberías<sup>38</sup>, tanto internas como externas, durante su vida útil, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de siniestros<sup>39</sup>.
66. 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 la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA.



#### VI.1.2. Compromiso establecido en el PAMA

67. En el PAMA, Petroperú asumió como compromiso ambiental el mantenimiento integral de la tubería del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte<sup>40</sup>, a fin de evitar impactos negativos al ambiente:



- 1.1. Inspecciones Topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano (ONP) y el Oleoducto Ramal Norte (ORN).
- 1.2. Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del ONP y ONR, las que consisten en:
  - Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; e
  - Inspección geométrica.
- 1.3. Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza Kilómetro 176 ONP y Utcubamba.
- 1.4. Proyectarse a las comunidades vecinas al ONP y ONR, con la finalidad de

<sup>38</sup> 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".

<sup>39</sup> 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.

<sup>40</sup> El Oleoducto Ramal Norte, con una longitud de doscientos cincuenta y dos (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 Saramiriza, donde empieza el recorrido final hasta la Estación 5 del Oleoducto Principal.



*integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.*

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

(El subrayado ha sido agregado)

68. Para el presente análisis caso se considerarán los mantenimientos de los numerales 1.1 (sólo inspecciones topográficas), 1.2, 1.7 y 1.8 (sólo protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno), debido a las condiciones físicas en las que se encuentra el ducto (bajo tierra) y los riesgos a los que este se encuentra expuesto entre las Estaciones 5 y 6 (el ducto está expuesto a factores externos de deslizamiento de suelos y a corrosión interna y externa).

69. Cabe indicar que en el 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 ello, Petroperú reconoció en dicho instrumento de gestión ambiental 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 subrayado ha sido agregado)..

70. Por lo tanto, de acuerdo al PAMA, el mantenimiento interno y externo de la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano (entre las Estaciones N° 5 y 6), tenía como finalidad prevenir y/o evitar: (i) el deterioro de la pared de la tubería que transporta petróleo curdo residual; y (ii) la afectación de los



componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, entre otros). Ello en razón de corregir la situación planteada por Petroperú en su PAMA (referida al reducido mantenimiento que se venía aplicando en los procesos e instalaciones del Oleoducto Norperuano), cuyas acciones aplicables al caso en concreto se muestran en el siguiente detalle.

**Gráfico N° 1**  
**Mantenimientos internos y externos conforme al PAMA**



Fuente: PAMA de Petroperú.  
Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA.

**VI.1.3. Marco conceptual del mantenimiento preventivo interno y externo**

71. El mantenimiento preventivo es la acción de inspeccionar, probar y reacondicionar la maquinaria y equipos a intervalos regulares programados con el fin de prevenir fallas de funcionamiento<sup>41</sup>, evitar impactos negativos al ambiente y conservar o reestablecer un sistema productivo a un estado específico, a fin de cumplir un servicio determinado<sup>42</sup>.
72. El mantenimiento preventivo comprende a las acciones de mantenimiento interno y externo efectuadas al ducto. El mantenimiento interno permite inspeccionar las condiciones internas del ducto y garantizar su buen funcionamiento (transporte)<sup>43</sup>; mientras que el mantenimiento externo incluye aquellas actividades realizadas en forma periódica y continua de manera complementaria

<sup>41</sup> NRF-037-PEMEX-2012 - Plataformas marinas para perforación, terminación y reparación de pozos.- arrendamiento. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. México D.F., 2012, p. 11.

<sup>42</sup> DONIS H. Juan. Estudio del impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento del crudo producido por las empresas mixtas en la faja del Orinoco. Tesis para obtener el grado de Ingeniero de Petróleo. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2012, p. 55.

<sup>43</sup> FRAGOSO RIVERA, Elvis Edward. Estudio Numérico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción en Oleoductos. Tesis para optar el Título de Ingeniero Petrolero en la Facultad de Ingeniería. México, D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2007, p. 39.



a las acciones de mantenimiento interno.

73. El **mantenimiento interno** abarcan la ejecución de las siguientes acciones:
- (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor: tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía<sup>44</sup>, las cuales debían ejecutarse con una frecuencia máxima de cinco (5) años<sup>45</sup>;
  - (ii) Inspecciones geométricas: se utilizan para verificar la existencia de abolladuras y ovalamientos en el ducto<sup>46</sup>; y,
  - (iii) Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o cepas: son utilizadas para identificar los defectos por corrosión, así como para evitar errores de lectura en los mismos<sup>47</sup>.
74. Por otro lado, el **mantenimiento externo** abarca la ejecución de las siguientes acciones: (i) inspecciones topográficas; (ii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía; y (iii) monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno.
75. Las inspecciones topográficas tienen la finalidad de definir el relieve de la zona estudiada<sup>48</sup>, y permiten determinar situaciones de posibles desplazamientos de suelos por efectos erosivos, entre otros, para luego tomar las acciones correctivas correspondientes, tales como estabilización de taludes, reconformación del terreno, revegetación, entre otros.<sup>49</sup>
76. Las inspecciones visuales sobre el derecho de vía (*DDV*) es un método de inspección directa (realizada en campo) que permite verificar el estado externo de la tubería (en caso esta se encuentre sobre la superficie), a través de la localización y dimensionamiento de defectos externos (picaduras, abolladuras, fugas, deformaciones, pliegues, defectos de recubrimiento), detectar invasiones

<sup>44</sup> YASKSETIG CASTILLO, Jorge. *Análisis de la Integridad Mecánica de un tramo de Oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Tesis para obtener el grado de Master en Ingeniería Mecánico Eléctrica en la Facultad de Ingeniería. Piura, Perú: Universidad de Piura, 2011, p. 14.

<sup>45</sup> Frecuencia de mantenimiento tomada a modo referencial de lo establecido en el Artículo 52° del *Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 041-99-EM*  
"Artículo 52°.- Protección contra la corrosión interior  
(...)  
e) *Inspecciones de la Línea del Sistema de Transporte de Hidrocarburos Líquidos con Raspatubos inteligentes, dentro de los cinco (5) primeros años de iniciada la operación. De acuerdo a los resultados que se obtengan, se definirá la frecuencia de las futuras inspecciones, la misma que será aprobada por el OSINERG.*  
f) *Uso de revestimiento interno en la Línea.*"

<sup>46</sup> CORTES CARRIÓN, Cindy Monserrat. *Análisis de Integridad de ductos*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero Mecánico Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Veracruz, México: Universidad Veracruzana, 2011, p. 5.

<sup>47</sup> 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.

<sup>48</sup> ORGANIZACIÓN METEOROLOGICA MUNDIAL (OMM). *Guía de prácticas hidrológicas: Adquisición y proceso de datos, análisis, predicción y otras aplicaciones*. Quinta Edición. Documento N° 168. Ginebra, 1994, p. 162.

<sup>49</sup> SALHUANA QUICHIZ, Cheguevara Orlando. *Obra de remediación geotécnica en el KP 126+000 Proyecto Gasoducto Camisea*. Informe Técnico por Experiencia Profesional Calificada Lima, 2008, pp. 11-12.



(sustracción de postes, mangas, entre otros)<sup>50</sup>, y detectar algún factor externo que pueda afectar la integridad externa del mismo.

77. Finalmente, la protección catódica<sup>51</sup> tiene la finalidad de proteger a las tuberías (enterradas y/o sumergidos en el agua<sup>52</sup>) en los lugares donde el revestimiento (pintura epóxica, elastómero, entre otros) ha fallado, actuando como la segunda línea de defensa contra los procesos corrosivos<sup>53</sup>; mientras que 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 catódica<sup>54</sup>.
78. En el presente procedimiento, se ha imputado a Petroperú el incumplimiento de su PAMA, al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos. En tal sentido, en virtud al compromiso antes señalado, 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.



#### VI.1.4. Análisis del hecho imputado

79. El 4 de setiembre del 2012 se produjo un derrame de petróleo crudo residual en el kilómetro 397+100 de la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano (coordenadas UTM WGS84 N: 9454891, E: 815903). Producto de ello, el 10 de setiembre del 2012 la Dirección de Supervisión realizó una visita de supervisión especial al área afectada, 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.
80. En esa línea, en cuanto a las causas que originaron la rotura del ducto, la Dirección de Supervisión en el Informe de Supervisión N°1287-2012-OEFA/DS señaló lo siguiente:

*"De la supervisión de campo y de la evaluación y análisis de gabinete realizado a la documentación complementaria alcanzada por el administrado se observó lo siguiente:*

- <sup>50</sup> HERNANDEZ GALVAN, Beatriz. *Administración de la Integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos*. Tesis para obtener el grado de Master en Geociencias y Administración de Recursos Naturales en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México: Instituto Politécnico Nacional, 2010, p. 49.
- <sup>51</sup> El monitoreo periódico de la integridad externa del ducto consiste en la inspección de los revestimientos y la efectividad de la protección catódica, por tanto, los revestimientos externos (pintura epóxica y/o elastómeros) deben complementarse con el sistema de protección catódica (rango -850 a -1150 mV), a fin de garantizar la protección eficaz externa de la tubería.
- <sup>52</sup> 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.
- <sup>53</sup> 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).
- <sup>54</sup> MORALES OSORIO, Nelson. *Manual técnico de Sistemas de puestas a tierra*. Primera edición. Chile: Pro Cobre, 1999, p. 25.





Que del 01 al 09 de marzo de 1998, Petroperú pasó el chanco inteligente por el Oleoducto entre la Estación 5 y 7, lo cual nos indica que el Administrado no cuenta con información actualizada del estado tanto interno como externo del oleoducto. En el Informe de análisis de falla el administrado señala que, cerca al punto donde ocurrió la fisura (rotura) la pérdida de espesor del oleoducto registrado fue de aproximadamente 20% (0.406" a 0.344"). Ver Fig. 4 "Dimensión de la fisura (18 cm largo x 3mm de ancho)

El administrado indica también que la superficie aledaña a la fisura no presenta ningún tipo de corrosión exterior. Al respecto, debemos señalar que las vistas fotográficas del tramo del ducto que falló muestran un desgaste (pérdida de material) severo debido a un posible deterioro por efectos de la corrosión externa, lo que se evidencia con el registro de pérdida de espesor del ducto 0.406 a 0.366.

El administrado indica también, que la fisura (rotura) fue producto del empuje del terreno, cuya fuerza por el volumen de material originó una fuerza que superó el esfuerzo de resistencia de la tubería. Sin embargo, el administrado no indica la distancia que fue desplazado el oleoducto como producto del empuje de la masa de tierra.

Que en enero del 2012, el administrado suscribió el contrato N° 100776 ZF, con la empresa Baker Hughes Internacional Operations del Perú S.A. por el Servicio de Inspección Interna con Raspatubo Geométrico del Tramo II (Estación 5- Estación 7 y Estación 7- Estación 9). Siendo que la referida inspección a la fecha de ocurrido el derrame no se había iniciado."



- 81. De acuerdo con lo señalado por la Dirección de Supervisión, producto de la visita de supervisión especial realizada al kilómetro 397+100 de la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano existen elementos de juicio de los cuales se desprende que dicha tubería sufrió un proceso corrosivo externo debido a la falta de acciones de mantenimiento y/o inspección.



- 82. Los hechos detectados se sustentan en las fotografías del Informe de Supervisión N° 935-2012-DS<sup>55</sup>, las cuales muestran el área en la que la tubería de 36" se rompió y los trabajos que Petroperú realizó para controlar el derrame de petróleo crudo residual:

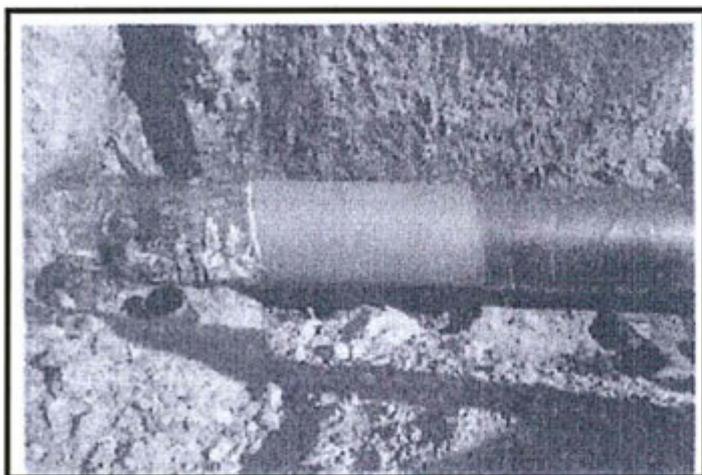


Fisura de 18 cm. a las 07:00 hrs.

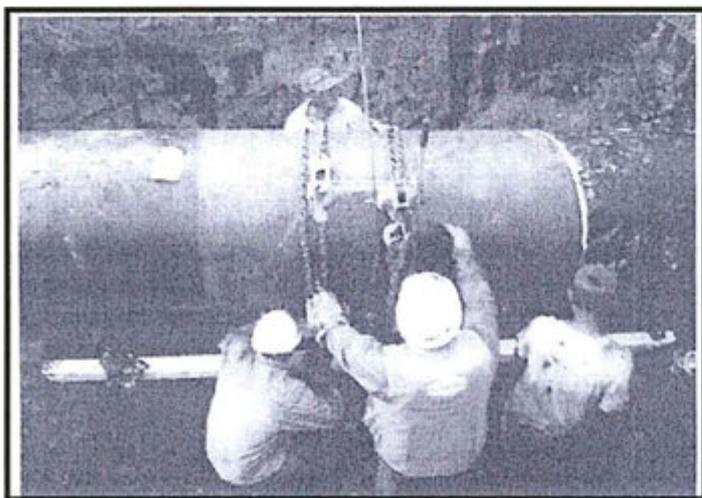
<sup>55</sup> Folio 64 del Expediente.



Retiro de remanente de petróleo crudo.



Sector de la tubería limpio donde se instalará la camisa.



Instalación de la camisa metálica con derivación de flujo.



- 83. 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 en la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano.
- 84. 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.

85. En tal sentido, en aplicación del principio de verdad material que rige los procedimientos administrativos, esta Dirección analizará los medios probatorios que obran en el expediente, a fin de determinar cuáles están relacionados con los mantenimientos en el Oleoducto 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° 2**  
**Medios probatorios de la primera cuestión en discusión**

N°	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Tipo de mantenimiento
1	Informe denominado Geopig Geometry Survey of Petroperu NPS 36 OIL LINE Station 5 – Station 7 (Final Report) <sup>56</sup>	Informe de inspección realizada en el ducto de 36" de diámetro, ubicado entre las Estaciones 5 y 7 del Oleoducto Norperuano.	Del 01 al 09 de marzo de 1998	Preventivo (Interno)
2	Contrato N° 100776 ZF: Servicio de inspección interna de la tubería con raspado geométrico Tramo II (Estación 5 – Estación 7 – Estación 9) del Oleoducto Norperuano <sup>57</sup>	Copia del Contrato elaborado por el administrado para la ejecución de inspección interna de la tubería con raspado geométrico Tramo II (Estación 5 – Estación 7 – Estación 9) del Oleoducto Norperuano, con fecha de suscripción 30 de enero de 2012, que será efectuada por la empresa Baker Hughes International Operations del Perú S.A.	-	Preventivo (Interno)
3	Anexo III del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental kilómetro 397+300: Reporte Final del Levantamiento de Potenciales <sup>58</sup>	Resultados de la técnica CIPS-DCVG, correspondiente a monitoreo de protección catódica del segmento KM 397 al KM 398.	16 de mayo de 2012	Preventivo (Externo)
4	Anexo IV del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Inspecciones realizadas con raspados inteligentes <sup>59</sup>	Cuadro de resumen de inspecciones con raspado inteligente efectuadas desde año 1988 al 2003. Relación de inspecciones programas en el año 2013 en los Tramos ONR, I y II del Oleoducto Norperuano.	Diversos años: 1988, 1991 y 1992, 1993, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2002 y 2003, y 2013	Preventivo (Externo)

<sup>56</sup> Folios del 24 al 67 del Expediente.

<sup>57</sup> Folios del 111 al 113 del Expediente.

<sup>58</sup> Folio del 183 al 195 del Expediente.

<sup>59</sup> Folio del 181 y 182 del Expediente.



N°	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Tipo de mantenimiento
5	Anexo V del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Programa ejecutado de distensionamiento año 1997 <sup>60</sup>	Cuadro de resumen de ejecución del programa de distensionamiento año 1997.	1997	Preventivo (Externo)
6	Anexo VI del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Registro de áreas en movimiento inspección año 1998 y 2012 <sup>61</sup>	Cuadro de resumen de resultados de áreas en movimiento de los años 1998 y 2012.	1998 y 2012	Preventivo (Externo)
7	Anexo VII del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Informe Derecho de Via – Rotura de tubería KM. 397+300 <sup>62</sup>	Informe técnico elaborado por el administrado de las características de la falla, acciones preventivas y correctivas de la rotura y resultados del primer monitoreo de desplazamiento de suelos en el kilómetro 397+300.	15 de noviembre de 2012	No guarda relación
8	Anexo VIII del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Espesor de la tubería Plano de Construcción <sup>63</sup>	Extracto del Plano AL-137 de la Compañía Bechtel INC, donde se observa el espesor de la tubería en el ámbito del KM 386+600.	-	No guarda relación
9	Anexo IX del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Registro Inspección con CDP – Año 2003 <sup>64</sup>	Resultados de espesor del ducto de 36" entre las estaciones 5 y 7 del Oleoducto Norperuano del año 2003 elaborado por la Compañía Rosen.	04 de diciembre de 2003	Preventivo (Interno y Externo)
10	Anexo X del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Registro de Inspección con Raspatubo GEOPIG – Diciembre 2013 <sup>65</sup>	Resultados de espesor del ducto de 36" entre las estaciones 5 y 7 del Oleoducto Norperuano del año 2013 elaborado por la Compañía Baker Hughes.	13 de diciembre de 2013	No guarda relación

<sup>60</sup> Folio 180 del Expediente.

<sup>61</sup> Folios 178 y 179 del Expediente.

<sup>62</sup> Folios del 148 al 176 del Expediente.

<sup>63</sup> Folio 147 del Expediente.

<sup>64</sup> Folio 146 del Expediente.

<sup>65</sup> Folio 145 del Expediente.



N°	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Tipo de mantenimiento
11	Anexo XI del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Registro de Inspección con raspatubo GEOPIG – Diciembre 2013 <sup>66</sup>	Resultados de espesor del ducto de 36" mediante ensayo no destructivo de medición ultrasónica en el año 2013, elaborado por la Compañía ATAC SAC. Informe de inspección visual del encamisetado de la tubería de 36", progresiva KM 397+300 del Oleoducto Norperuano del 10 de setiembre de 2012.	Diciembre de 2013	No guarda relación
15	Anexo IV de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Informe de última inspección con raspatubos <sup>67</sup> .	Informe de inspección realizada en el ducto de 36" de diámetro, ubicado entre las Estaciones 5 y 7 del Oleoducto Norperuano <sup>68</sup>	Del 01 al 09 de marzo de 1998	Preventivo (Interno)
16	Anexo 1 del Documento con registro N° 035582: Orden Trabajos de Distensionado Tubería KM 397+347 <sup>69</sup> .	Copia de contratos de Orden de Trabajo a Terceros referidos a Servicios de Excavación tubería distensionada KM 397+347 ONP de fechas de octubre a noviembre y de noviembre a diciembre de 1997. Cuatro (04) gráficos hechos a mano alzada de trabajos adicionales relacionados a la excavación de tierra en KM 397+347.79	De octubre a noviembre y de noviembre a diciembre de 1997	Preventivo (externo)
17	Anexo 2 del Documento con registro N° 035582: Páginas 19, 20 y 21 del Reporte Final "Geopig Geometry Survey of PETROPERU NPS 36" Oil Line Station 5 – Station 7 (Año 1998)" <sup>70</sup> .	Párrafos pertinentes de trabajos de distensionamiento en el KM 397+327 donde se indican los desplazamientos horizontales y verticales y lugares donde se registraron incrementos de esfuerzos de flexión.	Año de 1998	Preventivo (interno)

86. Seguidamente, se procederá a analizar los medios probatorios a fin de determinar si Petroperú realizó las acciones de mantenimiento en la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano

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

(i) ***El mantenimiento interno de la tubería de 36" de diámetro del Oleoducto Norperuano***

87. Para determinar si Petroperú realizó las inspecciones internas a tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano, se analizará si los medios probatorios corresponden a las acciones de mantenimiento internas establecidas en el PAMA: (i) inspecciones geométricas, (ii) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electrónico, (iii) inspecciones de limpieza mediante

<sup>66</sup> Folios del 135 al 144 del Expediente.

<sup>67</sup> Folios del 324 al 346 del Expediente.

<sup>68</sup> Cabe señalar que es el mismo Informe que obra en los Folios del 24 al 67 del expediente.

<sup>69</sup> Folios del 457 al 470 del Expediente.

<sup>70</sup> Folios del 453 al 455 del Expediente.



raspatubos con escobillas metálicas y de magnetos, (iv) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas.

88. 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; por lo que seguidamente se procede a analizar cada una de ellos.

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

89. Petroperú en sus descargos alegó que la tubería que se encuentra emplazada en el kilómetro 397+300 tiene un espesor de diseño y construcción de 0,312", según los registros de inspección interna realizados por la empresa HRosen la tubería tenía el mismo espesor el año 2003 y conforme al reporte final de inspección interno efectuado por Baker Hughes dicho espesor se mantenía al 31 de enero del 2013. Posteriormente dicha información fue confirmada por la empresa Atac S.A.C. que realizó el ensayo no destructivo de medición ultrasónica de la tubería.



90. Según Petroperú la afirmación que la tubería ha sufrido una pérdida de espesor de aproximadamente veinte por ciento (20%) queda desvirtuada, toda vez que conforme al Plano AL-137 de la empresa. Bechtel, los registros de las ILI efectuado con el raspatubo CDP de la empresa HRosen, el reporte final de la empresa Baker Hughes del 31 de enero del 2013 y el informe de la empresa Atac S.A.C, la referida afirmación fue inducida por un error en el tipeo de los informes alcanzados al OEFA en los que se consideró los valores 0.406" y 0.344", siendo el espesor real 0.312".



91. Al respecto, de la evaluación de los documentos presentados por Petroperú se confirma que el espesor de la tubería en el ámbito del kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano es de 7.9 milímetros, equivalente aproximadamente a 0.312". En efecto, de acuerdo a la medición efectuado por empresa Atac S.A.C se observa que el espesor en el punto de la rotura de la tubería es de 7.96 y 7.97 milímetros, lo cual equivale a 0.312" y 0.313" y en la revisión de los registros de las ILIs efectuados con raspatubo CDP de la empresa HRosen en el año 2003 se aprecia que el espesor en el punto más cercano donde ocurrió la rotura (coordenadas UTM WGS84 815910.44E; 9454891.46N) posee un espesor de pared de tubería de 7.92 milímetros.

92. Por otro lado, Petroperú en sus descargos alegó<sup>71</sup> que había programado realizar la inspección con raspatubo inteligente inercial antes de producida la rotura de la tubería de 36" a través de la empresa. Baker Hughes (Contrato N° 100776 ZF: Servicio de inspección interna de la tubería con raspatubo geométrico Tramo II (Estación 5 – Estación 7 – Estación 9) del Oleoducto Norperuano<sup>72</sup>, con fecha de suscripción 30 de enero de 2012), el cual se retrasó por factores ajenos su voluntad (tratados LC, disposiciones de inmigraciones, etc) por lo que en la fecha en la que ocurrió el siniestro, se estaba efectuando la inspección del tramo estación 7 – estación 9.

<sup>71</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>72</sup> Folios del 111 al 113 del Expediente.



93. No obstante, producto del contrato señalado, el 31 de enero de 2013, la empresa Baker Hughes alcanzó el Reporte Final de la ILI efectuada con el raspapubo Geopig y en ella se confirma que en la zona del kilómetro 397+300 hubo incremento de esfuerzos por deslizamiento entre la inspección del año 1998 y la del año 2012.
94. El Reporte Final de la ILI elaborado por la empresa Baker Hughes no acredita que el administrado haya cumplido con el compromiso de realizar Inspecciones de pérdida de espesor con raspapubos electromagnéticos o inteligentes (mantenimiento preventivo), en la medida que dichas acciones fueron ejecutadas cuatro (4) meses después de ocurrido el derrame (31 de enero de 2013).
95. Petroperú en su descargos señaló que en el año 2000 realizó una nueva inspección de ciento treinta (130) kilómetros en el sector comprendido entre la Estación 7 y la Estación 9, cuyo programa de mantenimiento significó trabajos en cuatro (4) sectores adicionales; no obstante, de la revisión de los medios probatorios que obran en el expediente se advierte que Petroperú no presentó documento que acredite tales afirmaciones.



(i).2 Inspecciones geométricas

96. Petroperú en sus descargos alegó que durante el tiempo de operación del Oleoducto Norperuano ha cumplido con realizar inspecciones internas (ILIs) de la tubería en el tramo Ramal Norte, lo que le permite mantener la confiabilidad de su operación. A fin de acreditar sus afirmaciones, el administrado presentó el Anexo IV del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 "Contingencia Ambiental km 397+300"- Inspecciones realizadas con raspapubos inteligentes de diversos años: 1988, 1991, 1992, 1993, 1996, 1997, 1998, 199, 2000, 2002, 2003 y 2013.
97. Al respecto, de la revisión de tales documentos se observa que Petroperú habría efectuado inspecciones geométricas y sus correspondientes acciones correctivas en el tramo donde ocurrió la rotura, en los años: 1988 (inspección geométrica no inercial), 1991 y 1992 (reemplazo de dos (2) tramos de tubería con abolladuras), 1996 (acciones de distensionamiento<sup>73</sup> mediante excavación y/o retiro de material de sobrepeso en cuarenta (40) sectores, que culminó en 1999), 1998 (acciones de distensionamiento en 12 sectores de tubería), y 2002 y 2003 (encamisetado de 35 sectores).
98. No obstante, se advierte que el cuadro resumen presentado por el administrado a fin de acreditar sus afirmaciones no consigna los puntos evaluados (coordenadas UTMWGS84 y kilometraje) y tampoco los resultados obtenidos de cada uno de ellos (estado interno, espesor, grado de deterioro de la tubería, entre otros). Asimismo, la relación de inspecciones programas en el año 2013 en los Tramos ONR, I y II (Estación 5 – Estación 7) del Oleoducto Norperuano, al tratarse de un documento de programación no cuenta con los resultados obtenidos de estas inspecciones. Por tanto, los documentos presentados por Petroperú no generan certeza respecto a la realización de inspecciones internas



<sup>73</sup> "El término distensionar es sinónimo de alfojar, relajar o disminuir la tensión de algo". Real Academia Española (RAE). Diccionario. 2016. Disponible en: <http://dle.rae.es/?id=DyNB7zZ> [Consulta realizada el 18 de abril del 2016].



durante el periodo comprendido entre los años 1988 y 2012.

- 99. Petroperú en sus descargos alegó que en el año de 1998 se realizó una nueva inspección para una longitud de doscientos doce (212) kilómetros comprendida entre la Estación 5 y la Estación 7, los cuales implicaron que se realicen el distensionamiento de doce (12) sectores (nuevos sectores respecto a los identificados en el año 1996).
- 100. Asimismo, el administrado señaló que conforme al Reporte Final "Geopig Geometry Survey of PETROPERU NPS 36" Oil Line Station 5 – Station 7", realizado por la empresa BJ Pipeline Services en el año 1998, se acredita que realizó trabajos de mantenimiento de la tubería en el kilómetro 397+347, derivado de la inspección geoinercial reportada en el año 1996; siendo que estos trabajos de mantenimiento se realizaron en los meses de octubre y noviembre de 1997 y que el reporte del año 1998 registró una recuperación de la tubería contraria al movimiento (recuperación cercana a su posición original), así como una disminución del esfuerzo en la tubería.



- 101. Los documentos presentados por Petroperú acreditan la realización de inspecciones internas en el año 1998; sin embargo, de la evaluación de dichos documentos también se desprende que desde el año 1998 el administrado ya conoempresa que en el ámbito del kilómetro 397+327 se presentaban procesos de desplazamiento de suelos, los cuales podrían ocasionar una rotura en la tubería por el esfuerzo que los suelos ejercen en la misma.



- 102. En efecto, de acuerdo al Reporte Final "Geopig Geometry Survey of PETROPERU NPS 36" Oil Line Station 5 – Station 7", los desplazamientos horizontales y verticales en el kilómetro 397+327 fueron de -0.48 y -0.18 metros respectivamente, desde el año 1998 en el que el administrado ya conoempresa que en dicha progresiva se presentaban procesos de desplazamiento de suelos que podrían ocasionar una rotura de la tubería por el esfuerzo que los suelos ejercen en la misma., conforme se resume en el siguiente cuadro:

**Pipeline movement áreas<sup>74</sup>**

Área N°	Área Start (m)		Length (m)	Displacement		Bending Strain Increment (%)		
	BJ Chain.	Petroperu		Horiz. (m)	Vert. (m)	Horizontal I (%)	Vertical (%)	Total (%)
(...)								
7	91220	397327	90	-0.48	-0.18	-0.11	-0.08	0.08
(...)								

- 103. Por otro lado, se advierte que en dos (2) puntos muy cercanos al punto donde ocurrió el derrame, se evidencian porcentajes de ovalidad (%O.D. u ovality)<sup>75</sup>

<sup>74</sup> Página 20 del Informe denominado Geopig Geometry Survey of Petroperu NPS 36 OIL LINE Station 5 – Station 7 (Final Report).

<sup>75</sup> YASKSETIG CASTILLO, Jorge. Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura. Piura, 2011, p. 41. "Es definida como la desviación de la forma circular de la sección transversal de una tubería. Si ésta anomalía es muy grande puede ocasionarse por estrechamiento en la sección del ducto que impediría su correcto



de 2.0% y 2.1%, lo que indica el porcentaje de la pérdida de redondez del ducto. Asimismo, en el referido documento, se señala que de todos los puntos evaluados, 697 corresponden a puntos que presentan anomalías expresadas en % O.D. de ovalidad mayores a 2%, en dos (2) puntos cercanos al punto del derrame, conforme se detalla en el siguiente cuadro:

BJ PIPELINE INSPECTION SERVICES<sup>76</sup>  
PETROPERU NPS 36 Oil Pipeline, Station 5 to Station 7  
Geopig Survey: Mar 1-9, 1998<sup>77</sup>  
PIPELINE ANOMALIES

BJ Chain. (m)	Petroperu chain. (m)	Northing (m)	Easting (m)	Height (m)	Size		Clock Pos'n	Comments and comparison to 1996
					cm	% O.D.		
(...)								
90798.87	396905	9454908.08	816264.40	524.94	1.99	2.2	5.6	-
90834.30	396941	9454920.14	816231.24	523.04	1.82	2.0	11.5	Ovality
90835.17	396942	9454920.38	816230.41	522.92	1.93	2.1	11.5	Ovality
(...)								



104. Cabe precisar, que si bien el administrado señaló que dado que el porcentaje de ovalidad indicaba la presencia de ciertas anomalías realizó el distensionamiento<sup>78</sup> mediante excavación o retiro de material de doce (12) sectores<sup>79</sup>; no obstante, no acreditó haber tomado tales acciones preventivas necesarias en ese tramo a fin de reducir el riesgo de rotura del ducto, ya que el cuadro resumen que presentó no consigna los puntos evaluados (coordenadas UTMWGS84 y kilometraje) y tampoco los resultados obtenidos en cada uno de ellos (estado interno, espesor, grado de deterioro de la tubería, entre otros), por lo que dicho documento no genera convicción respecto a la información señalada por el administrado.



(i).3 Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto, así como con escobillas de poliuretano de disco o cepas

105. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto Norperuano 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.

funcionamiento. Además, la ovalidad generalmente se representa como un cambio porcentual en la redondez del tubo".

<sup>76</sup> Folio 34 del Expediente.

<sup>77</sup> Cabe señalar que en dicho Informe no se indica el datum de las coordenadas UTM, no obstante, por el año del documento, esto es, 1998, se presume que se tratan de coordenadas UTM en datum PSAD 56.

<sup>78</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>79</sup> Folio 182 del Expediente.



106. No obstante, de la revisión de los medios probatorios obrantes en el expediente se advierte que Petroperú no ha presentado medio probatorio 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 Conclusiones de las inspecciones internas

107. De los documentos presentados por el administrado respecto de los mantenimientos preventivos internos, se observa que la última inspección de medición de espesor de tubería que Petroperú efectuó fue en el año de 2003, registrándose que el espesor de la tubería era de 7.92 milímetros, lo que indicaría que la tubería poseía un espesor adecuado. No obstante, en el año 1998 (del 1 al 9 de marzo), efectuó una inspección geométrica encontrando que existían anomalías expresadas en porcentaje de ovalidad mayores a 2%, en dos (2) puntos cercanos al punto del derrame.

108. En ese sentido, si bien, estos valores de 2.0% y 2.1% no son valores altos –tal como se menciona en el referido informe presentado por el administrado–, ya indican que la tubería ha sufrido una anomalía, que por factores externos, podría desencadenar en una futura rotura de la tubería.



109. Por otro lado, el administrado no ha presentado medio probatorio que evidencie la ejecución de Inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses; y tampoco inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.



110. En consecuencia, ha quedado acreditado que el administrado no ha cumplido con efectuar el mantenimiento interno de manera completa, toda vez que no ha efectuado de manera conjunta los cuatro (4) mantenimientos internos, tales como (i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor; (ii) inspecciones geométricas; (iii) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto; e (iv) inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas; al haberse acreditado la realización solo de las dos (2) primeras ((i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor; (ii) inspecciones geométricas).

111. Cabe precisar que la inspección de medición de espesores fue efectuada hace nueve (9) años, y la inspección geométrica hace catorce (14) años; por lo que, considerando la cantidad de años transcurridos los resultados no resultan representativos a efectos de acreditar la realización de las acciones de mantenimiento conforme al compromiso establecido en el PAMA.

(ii) **Las inspecciones externas de la tubería de 36" de diámetro del Oleoducto Norperuano**

(ii).1 Inspecciones topográficas

112. De la revisión de los medios probatorios obrantes en el expediente se advierte que Petroperú no ha presentado medio probatorio que acredite la ejecución de dichas acciones; en consecuencia, Petroperú no ha acreditado la realización de este tipo de inspección externa establecida como compromiso en el PAMA.

**(ii).2 Inspecciones visuales sobre el derecho de vía**

113. Petroperú en sus descargos presentó el "Informe de Derecho de vía – Rotura de tubería kilómetro 397+300 <sup>80</sup> que contiene el registro de las inspecciones y verificaciones del derecho de vía en años anteriores al siniestro, en el que no se habrían reportaron movimientos de terreno (deslizamientos) en el área de influencia del kilómetro 397+300.
114. Mediante Carta GOLE-089-2013 ADOL-092-2013, presentada el 5 de febrero de 2013<sup>81</sup>, el administrado alegó que efectuó labores de distensionamiento y canalización de flujos de aguas pluviales, así como la construcción de rompecorrientes adicionales. Adicionalmente, Petroperú manifestó haber instalado una red de microtriangulación para el monitoreo de los movimientos de terreno en el área que involucra el deslizamiento que originó el siniestro en el kilómetro 397+300.
115. De la evaluación de los documentos presentados por administrado se observa que Petroperú efectuó inspecciones visuales (mantenimiento externo) cerca del punto donde ocurrió la rotura (kilómetro 397+300) el 25 de mayo de 2002, 26 y 27 de mayo de 2005 y 3 y 4 de febrero de 2008, conforme se detalla en el siguiente cuadro:



**Cuadro N° 3**  
**Inspecciones visuales**

N°	Documentos adjuntos	Fecha de ejecución	Descripción
1	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>82</sup>	23 de mayo de 2002	Inspección visual efectuada en el KM 396+867. Se detectó signos de corrosión en el poste PTP 397; cuyo riesgo potencial es de nivel bajo. Se propone repintar el poste PTP 397.
2	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>83</sup>	25 de mayo de 2002	Inspección visual efectuada en el KM 397+802. Se detectó signos de corrosión en el poste PTP 398; cuyo riesgo potencial es de nivel bajo. Se propone repintar el poste PTP 398.
3	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>84</sup>	26 de abril de 2004	Inspección visual efectuada en el KM 396+659. Se detectó erosión al borde del terreno en el DDV, producto de las aguas de lluvias provenientes de la ladera del cerro ubicado al lado izquierdo; cuyo riesgo potencial es de nivel medio. Se propone implementar un sistema de andenes en la parte superior del talud y reforestación con especie Kusu.
4	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>85</sup>	Del 26 de mayo de 2005	Inspección visual efectuada en el KM 397+120. Se detectó que en el cruce del ONP con carretera existen dos postes de señalización con pintura en mal estado y no tiene tablero en ambas márgenes; cuyo riesgo potencial es de nivel bajo.



<sup>80</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>81</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>82</sup> Folio 154 del Expediente.

<sup>83</sup> Folio 153 del Expediente.

<sup>84</sup> Folio 169 del Expediente.

<sup>85</sup> Folio 152 del Expediente.



N°	Documentos adjuntos	Fecha de ejecución	Descripción
			Se propone instalar tableros de aviso en postes de señalización de cruce de carretera.
5	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>86</sup>	Del 27 de mayo de 2005	Inspección visual efectuada en el KM 397+827. Se detectó que el poste PTP 398 posee pintura en mal estado y presenta corrosión; cuyo riesgo potencial es de nivel bajo. Se propone repintar el poste PTP 398.
6	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>87</sup>	No se indica	Inspección visual efectuada en el KM 398+894. Se detectó cruce del oleoducto con carretera que no tenía señalización, y en el mencionado cruce se observó la tubería descubierta en una longitud de 0.8 metros; cuyo riesgo potencial es de nivel medio. Se propone implementar avisos de peligro y la construcción de parapeto (pared, muro) de concreto que proteja la misma.
7	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>88</sup>	03 de febrero de 2008	Inspección visual efectuada en el KM 397+099. Se detectó en el cruce del oleoducto con carretera dos postes de fierro galvanizado sin pintura ni letreros; cuyo riesgo potencial es de nivel bajo. Se propone retirar postes de peligro, ya que no cumplen ninguna función.
8	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>89</sup>	04 de febrero 2008	Inspección visual efectuada en el KM 397+786. Se detectó que el Poste PTP 398 tiene cimentación enterrada y pintura en buen estado de confirmación; cuyo riesgo potencial es de nivel bajo.
9	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>90</sup>	16 de enero de 2010	Inspección visual efectuada en el KM 396+721. Se detectó que la tubería está emplazada al lado derecho de la carretera Saramiza Bagua y corre al pie del talud de un cerro con corte a media ladera, por efectos erosivos; cuyo riesgo potencial es de nivel medio. Se propone la construcción de terrazas con sacos para la contención del talud erosionado.
10	Informe de verificación física del derecho de vía <sup>91</sup>	17 de enero de 2010	Inspección visual efectuada en el KM 402+521. Se detectó que el cruce del oleoducto con la quebrada Alto Bichanac existe la presencia de agua permanente que se traslada de izquierda a derecha; cuyo riesgo potencial es de nivel alto. Se propone el encausamiento de aguas de la quebrada mencionada hacia la margen derecha, y recuperar el DDV con sacos rellenos con material fino y enrocar el talud.
11	Informe de derecho de vía – Rotura de tubería KM 397+300	15 de noviembre de 2012 (posterior al derrame)	Describe las características y casusas de la falla, así como también las acciones preventivas previas a la rotura (Cuadro de resumen N° 1) y correctivas aplicadas al DDV posterior a la rotura (implementación de sistema de cunetas, un dren de 2 por 1.5 metros de sección promedio e instalación de una red de 39 hitos de control topográfico de precisión).

(ii).3 Monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno

116. Petroperú en sus descargos alegó que los raspatubos inteligentes son

<sup>86</sup> Folio 150 del Expediente.

<sup>87</sup> Folio 166 del Expediente.

<sup>88</sup> Folio 163 del Expediente.

<sup>89</sup> Folio 162 del Expediente.

<sup>90</sup> Folio 160 del Expediente.

<sup>91</sup> Folio 157 del Expediente.



herramientas que permiten determinar con mayor precisión: (i) las variaciones del espesor de la tubería por procesos de corrosión interna y externa; (ii) la presencia de restricciones de la geometría de la tubería (abolladuras, ovalidades, arrugas, etc); (iii) definir la tendencia y/o presencia de áreas susceptibles a deslizamientos. En ese contexto Petroperú señaló que el último monitoreo efectuado con dicha técnica que incluyó el área de influencia del siniestro se efectuó el 16 de mayo de 2012, no encontrándose ningún indicio físico que evidenciará movimientos de terreno.

117. Al respecto, de la revisión del Reporte Final del Levantamiento de Potenciales<sup>92</sup> mediante la técnica CIPS-DCVG<sup>93</sup> efectuada el 16 de mayo de 2012 se observa que dicho documento acredita el monitoreo de la integridad externa del oleoducto (potenciales de protección catódica) de forma previa a la rotura del ducto en setiembre del 2012. Por tanto el administrado ha acreditado la ejecución de este tipo de mantenimiento.

(ii).4 Conclusiones de las inspecciones externas

118. De la evaluación de los medios probatorios presentados por el administrado, se observa que de la evaluación de protección catódica efectuada en mayo de 2012, no se detectó defectos de corrosión, en la medida que el porcentaje de IR se encontraban en la categoría 4 (menor a 15).

119. Por otro lado, el administrado acreditó haber efectuado inspecciones visuales en los años 2002, 2005 y 2008; sin embargo, dichos resultados no son representativos, toda vez que el tiempo transcurrido resulta excesivo ya que la última inspección visual fue efectuada cuatro (4) años antes de la rotura de la tubería. Asimismo, se advierte que dichas inspecciones no cumplieron con su finalidad preventiva al no indicar el estado en el que los factores externos podrían incidir sobre la tubería enterrada, y circunscribirse únicamente al estado de los postes PTP.

120. Cabe señalar que el administrado no ha presentado algún medio probatorio alguno respecto de la ejecución de inspecciones topográficas ni acciones correctivas ejecutadas para evitar el deslizamiento de suelos.

121. Por lo tanto, ha quedado acreditado que el administrado no ha cumplido con efectuar el mantenimiento externo de manera completa, en tanto que no ha efectuado de manera conjunta los tres (3) mantenimientos externos: (i) inspecciones topográficas; (ii) inspecciones visuales sobre el derecho de vía; y (iii) monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno; al haberse acreditado que solo realizó inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo periódico de la integridad externa del oleoducto de los potenciales de

<sup>92</sup> Folio del 183 al 195 del Expediente.

<sup>93</sup> 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. 5-11. "Con relación a la técnica CIPS-DCVG (monitoreo de protección catódica para verificar el estado de corrosión del recubrimiento exterior del ducto), resulta necesario precisar que dicha técnica, comprende dos (2) sistemas de inspección, el sistema *Close Interval Potential Survey* (Por sus siglas en inglés CIPS: Medición de Potenciales a Intervalos Cortos) y el sistema *Direct Current Voltage Gradient* (Por sus siglas en inglés DCVG: Medición de Gradientes de Voltaje de Corriente Directa). Respecto a la técnica CIPS, se debe señalar que este realiza un análisis detallado de los niveles de protección catódica en tuberías subterráneas, mientras que la técnica DCVG detecta y analiza los defectos en el revestimiento de las mismas".



protección catódica.

122. Asimismo, pese a que la inspección de protección catódica y resistencia del terreno cuatro (4) meses antes de ocurrido del derrame (mayo del 2012), en esta inspección no se analizó la influencia del empuje del terreno sobre la tubería, sino si existe corrosión o el espesor de la pared de la misma.

**b) Conclusiones del análisis de la primera cuestión en discusión**

123. Del presente análisis, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió la obligación prevista en el PAMA referida a realizar los programas de mantenimiento preventivo interno (inspección de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos inteligentes – electromagnéticos, con escobillas metálicas y de magneto y poliuretano de disco o cepas- e inspecciones geométricas) y externo (inspecciones topográficas, inspecciones visuales sobre el DDV, y monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno) aplicables para el caso en concreto al kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, las cuales debieron ser efectuadas de manera completa, conjunta y no aislada, en tanto que son técnicas aplicables de manera complementaria para garantizar el correcto funcionamiento del ducto y la integridad del mismo durante su vida útil<sup>94</sup>.

124. En consecuencia, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú con relación al presente hecho imputado.

**VII.2. Análisis de la segunda cuestión en discusión: Si Petroperú es responsable por los impactos generados por el derrame de crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012**

**VII.2.1 Marco Conceptual**

125. De acuerdo al Artículo 74° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente (en lo sucesivo, Ley General del Ambiente), el titular de operaciones es responsable por las emisiones, vertimientos y demás impactos negativos sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades<sup>95</sup>.

126. A su vez, el Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente impone al titular de operaciones la obligación de adoptar prioritariamente medidas de prevención del riesgo y daño ambiental en su fuente generadora, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental que correspondan en cada una de las etapas de sus operaciones, teniendo en cuenta el ciclo de vida de los bienes o servicios que provea<sup>96</sup>.

<sup>94</sup> 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.

<sup>95</sup> Ley N° 28611, Ley General del Ambiente  
**"Artículo 74°.- De la responsabilidad general**  
*Todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades. Esta responsabilidad incluye los riesgos y daños ambientales que se generen por acción u omisión".*

<sup>96</sup> Ley N° 28611, Ley General del Ambiente  
**"Artículo 75°.- Del manejo integral y prevención en la fuente**  
*75.1 El titular de operaciones debe adoptar prioritariamente medidas de prevención del riesgo y daño ambiental en la fuente generadora de los mismos, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental*



- 127. Por su parte, 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. Asimismo, dicha norma dispone que son responsables por los impactos ambientales provocados por el desarrollo de sus actividades de hidrocarburos.
- 128. Conforme a lo señalado, los titulares de las actividades de hidrocarburos son responsables por: (i) la degradación ambiental generada por el desarrollo de actividades de hidrocarburos; y, (ii) la degradación ambiental progresiva generada por la ausencia de determinadas conductas para atenuar o controlar la persistencia del impacto ambiental (medidas de prevención y/o mitigación)<sup>97</sup>.
- 129. Por tanto, teniendo en consideración los alcances del Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente y del Artículo 3° del RPAAH, se concluye que las empresas de hidrocarburos son responsables por los impactos ambientales negativos provocados por el desarrollo de sus actividades de hidrocarburos (sean estos por acción u omisión durante el desarrollo de sus actividades) al tratarse de impactos que pueden generar degradación progresiva en el ambiente (suelo, aire, agua, flora, fauna, entre otros).



VII.2.2 Análisis del hecho imputado

- 130. El 19 de setiembre del 2012 Petroperú remitió el Informe Final de Emergencias Ambientales, en el cual indicó que el derrame de derrame de crudo residual se originó debido al deslizamiento de una gran masa de tierra producto de una fuerte e inusual lluvia que provocó una fisura en la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano:



**"INFORME FINAL DE SINIESTRO**

(...)

**3. DEL SINIESTRO:**

Fecha: 04.09.2012	Hora de Inicio: 04:30 hrs (aproximadamente).	Hora de termino: 07:35 hrs
Lugar: Km 397+300 del ONP		Coordenadas UTM: Norte: 9454891 Este:815903
Dependencia afectada: Operaciones Oleoducto		
Tipo de producto: Crudo Residual Primaria Selva (Refinería Iquitos).		API: 19,7
Volumen derramado: 260 barriles		Volumen recuperado: 220 barriles.

que corresponda en cada una de las etapas de sus operaciones, bajo el concepto de ciclo de vida de los bienes que produzca o los servicios que provea, de conformidad con los principios establecidos en el Título Preliminar de la presente Ley y las demás normas legales vigentes".  
(El subrayado es nuestro).

<sup>97</sup> Los impactos pueden ser fugaces, temporales o permanentes, siendo mayormente de este último tipo cuando no se adoptan medidas de mitigación y de restauración. Cabe señalar que un efecto considerado permanente puede ser reversible cuando finaliza la acción causal (caso de vertidos de contaminantes) o irreversible (caso de afectar el valor escénico en zonas de importancia turística o urbanas a través de la alteración de geoformas o por la tala de un bosque). En otros casos los efectos pueden ser temporales.



¿Dónde se inició?:  <i>En la tubería de 36" del km 397+300 del ONP.</i>	Extensión del área afectada:  <i>1 200 m<sup>2</sup>.</i>
¿Cómo se detectó?  <i>Moradores del caserío de Nueva Esperanza (cercana al punto de derrame) se percataron del derrame, informando a una moradora del Caserío de Wawico para que proceda a comunicar a Petroperú la ocurrencia, la moradora se comunicó telefónicamente a las 06:45 am, con un contratista de Petroperú (EMPRESA HERMES BENITES), quien a su vez informó a las 07:05 am. a los representantes de la empresa.</i>	
¿Hubo lesionados, enfermos o intoxicados?(Describir)Ninguno.	
Describir cómo se produjo (Operación que se realizaba, descripción del área, equipos e instalaciones afectadas)  <i>En la madrugada del día 04.09.2012 hubo una fuerte lluvia inusual, la cual afectó la estabilidad del terreno circundante a la progresiva 397+300, donde la morfología del terreno es inestable y con saturación de agua, por lo que se produjo un deslizamiento de una gran masa de tierra que provocó una fisura de 18 cm en la tubería de 36" del ONP, ocasionando una fuga de petróleo.</i>	
Causas del siniestro  <i>Deslizamiento de una gran masa de tierra, producto de una fuerte lluvia inusual provocó una fisura en la tubería de 36" pulgadas.</i>	

El énfasis ha sido agregado).

131. Producto del derrame de petróleo crudo residual, el 10 de setiembre de 2012 la Dirección de Supervisión realizó una visita de supervisión especial en la que determinó que el derramé impactó un área aproximada de 1,200 m<sup>2</sup>, correspondientes al Centro Poblado de Nueva Esperanza y aproximadamente cuatro (4) kilómetros de recurso hídrico de la Quebrada Suwantsa, conforme se indica en el Informe de Supervisión:

"Como consecuencia del derrame ocurrido durante el Bombeo de crudo (desarrollo de actividades hidrocarburíferas); el área afectada recurso suelo fue aproximadamente de 1,200 (mil doscientos) m<sup>2</sup>, asimismo, afectó el recurso hídrico en unos cuatro (04) km aproximadamente, alcanzando las quebradas Nueva Esperanza y Suwantsa (Nueva Jerusalén).

Con fecha 07 de setiembre de 2012, se tomaron muestras de agua en la Quebrada Nva. Esperanza. En el Informe de Análisis de aguas realizado por la empresa PENING SAC., se observa que el parámetro TPH en el punto de control 02NEM2 supera el valor establecido en el Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM, Estándar Nacional de Calidad Ambiental para agua Categoría 1 y Categoría 4, conservación del Ambiente Acuático, para ríos de la Costa Sierra y Selva, que para todos los casos señala (ausencia de hidrocarburo).

Según Acta de Constatación de fecha 11 de setiembre de 2012, suscrita por las autoridades del Caserío Alan Garempresa Pérez, distrito de Nieva, Provincia de Condorcanqui, Dpto. Amazonas y representantes de Petroperú – Operaciones Oleducto, coordinaron realizar un recorrido de la Quebrada Suwantsa, el recorrido de la Quebrada comprendió aproximadamente tres (03) kilómetros; durante el recorrido la comitiva verificó "Presencia de algunas manchas iridiscentes a lo largo del recorrido en algunos puntos



La empresa Petróleos del Perú S.A. – Operaciones Oleoducto, responsable de la operación del Oleoducto Norperuano, como consecuencia del derrame ocurrido en la progresiva 397+300; ha impactado de manera puntual los suelos; así como, las aguas de la Quebrada Suwantsa en un tramo de 3k aproximadamente (...)"

(El subrayado ha sido agregado).

132. En consideración a lo señalado, en el presente pronunciamiento se analizará si **Petroperú es responsable por los impactos generados por el derrame de crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012**. Para ello, teniendo en consideración los argumentos de defensa alegados por Petroperú, corresponde estructurar el presente análisis en el siguiente orden:

- (i) Determinar si los impactos causados al ambiente como consecuencia del derrame de petróleo residual son atribuibles a las actividades de hidrocarburos desarrolladas por Petroperú.
- (ii) Determinar si se ha configurado alguna causal de ruptura del nexo causal.

133. En tal sentido, en aplicación del principio de verdad material que rige los procedimientos administrativos, esta Dirección analizará los medios probatorios que obran en el expediente, a fin de determinar cuáles están relacionados con los mantenimientos en el Oleoducto 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° 4**  
**Medios probatorios presentados por el administrado**

N°	Procedencia	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución
1	<u>Carta ADOL-USIPA-276-2012, remitida al OEFA vía correo electrónico el 4 de enero del 2012</u>	Informe Preliminar de Sinistros USIPA-002-2012 <sup>98</sup>	Informe preliminar de siniestros correspondiente al derrame de petróleo crudo, ocurrido el día 04.09.12 en el KM 397+200 del Oleoducto Norperuano	-
2	<u>ADOL-498-2012 ADOL-USIPA-295-2012 del 18 de setiembre de 2012<sup>99</sup>, remitido al OEFA el mismo día<sup>100</sup></u>	Informe Final de Sinistros USIPA 002-2012 <sup>101</sup>	Informe final de siniestros correspondiente al derrame de petróleo crudo, ocurrido el día 04.09.12 en el KM 397+200 del Oleoducto Norperuano	-
3	<u>Carta ADOL-USIPA-020-2008 presentada al OSINERGMIN el 30 de enero de 2008</u>	Carta ADOL-USIPA-020-2008 presentada al OSINERGMIN el 30 de enero de 2008 <sup>102</sup> , remitida al OEFA vía correo electrónico el 05 de setiembre de 2012	Carta mediante la cual adjunta copia del Plan Zonal de Contingencia de Operaciones Oleoducto aprobado por el OSINERGMIN en el año 2008	04 de setiembre de 2012 <sup>103</sup>

<sup>98</sup> Folio 242 del Expediente.

<sup>99</sup> Folio 250 del Expediente.

<sup>100</sup> Con registro N° 019906. (Folio 250 del Expediente).

<sup>101</sup> Folios del 68 al 70 del Expediente.

<sup>102</sup> Folios del 75 al 108 del Expediente.

<sup>103</sup> De acuerdo a lo indicado en el ítem "Acciones operativas de control" del Reporte Final de Sinistros (Folio 69 del Expediente).



N°	Procedencia	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución
4	<u>Carta GOLE-089-2013 ADOL-092-2013, presentada al OEFA el 05 de febrero de 2013</u> <sup>104</sup>	Anexo I del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Oficio Múltiple N° 025-2012-G.R.AMAZONAS/DRSA/RS B/USA/DSP/DE <sup>105</sup>	Reporte de resultados de muestras tomadas por derrame de petróleo crudo en la Provincia de Condorcanqui.	31 de octubre de 2012
5	<u>Carta GOLE-089-2013 ADOL-092-2013, presentada al OEFA el 05 de febrero de 2013</u> <sup>106</sup>	Anexo II del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Oficio N° 062-2013-G.R.AMAZONAS/DRSA/RS B/USA/DSP/DE <sup>107</sup>	Resultados de evaluación de hidrocarburos de las muestras tomadas de las quebradas Suwants y Pamki muestras tomadas por derrame de petróleo crudo en la Provincia de Condorcanqui.	17 de diciembre de 2012
6	<u>Carta GOLE-089-2013 ADOL-092-2013, presentada al OEFA el 05 de febrero de 2013</u> <sup>108</sup>	Anexo VI del Informe Técnico Sustentatorio N° USIPA-001-2013 Contingencia Ambiental KM 397+300: Registro de áreas en movimiento inspección año 1998 y 2012 <sup>109</sup>	Cuadro de resumen de resultados de áreas en movimiento de los años 1998 y 2012.	1998 y 2012
7	<u>CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 del 20 de setiembre de 2012, remitida al OEFA el 21 de setiembre del mismo año</u> <sup>110</sup>	Anexo I de la CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012: Acciones de Mitigación del derrame <sup>111</sup>	Informe que contiene las acciones implementadas de mitigación a causa del derrame en el KM 397+300 del Oleoducto Norperuano según su Plan de Contingencia.	-
8	<u>CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 del 20 de setiembre de 2012, remitida al OEFA el 21 de setiembre del mismo año</u> <sup>112</sup>	Anexo II de la CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012: Cronograma de trabajos para rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos - Derrame ocurrido en el KM 397+300 del Oleoducto Norperuano <sup>113</sup>	Cuadro del Cronograma de actividades de rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos.	De setiembre a diciembre de 2012
9	<u>CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 del 20 de setiembre de 2012, remitida al OEFA el 21 de setiembre del mismo año</u> <sup>114</sup>	Anexo III de la CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012: Volumen y/o cantidad de material absorbente <sup>115</sup>	Volumen y/o cantidad de material absorbente utilizado en las labores de recuperación de crudo, donde se adjuntan vistas fotográficas.	No se indica (posterior al derrame)
10	<u>CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 del 20 de setiembre de 2012,</u>	Anexo IV de la CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012:	Veintiséis (26) vistas fotográficas de las acciones de limpieza y excavación del área	No se indica (posterior al derrame)

<sup>104</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>105</sup> Folio del 200 al 205 del Expediente.

<sup>106</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>107</sup> Folios 197 y 198 del Expediente.

<sup>108</sup> Documento con registro N° 004401. (Folio 217 del Expediente).

<sup>109</sup> Folios 178 y 179 del Expediente.

<sup>110</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>111</sup> Folios 263 y 264 del Expediente.

<sup>112</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>113</sup> Folio 262 (reverso) del Expediente.

<sup>114</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>115</sup> Folios 260 y 261 (reverso) del Expediente.



N°	Procedencia	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución
	<u>remitada al OEFA el 21 de setiembre del mismo año<sup>116</sup></u>	Vistas fotográficas de las labores realizadas <sup>117</sup>	contaminada con hidrocarburos, instalación y soldeo de camisa con derivación de flujo, prueba de gases antes de apuntalamiento de camisa, inspección de camisa NDT (líquidos penetrantes y partículas magnéticas) e implementación de cuneta de la carretera contaminada.	
11	<u>CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 del 20 de setiembre de 2012, remitida al OEFA el 21 de setiembre del mismo año<sup>118</sup></u>	Anexo V de la CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012: Mapa georreferenciado del lugar donde ocurrió la emergencia <sup>119</sup>	Mapa de ubicación de la rotura KM 397+200 del Oleoducto Norperuano.	No se indica (posterior al derrame)
12	<u>CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 del 20 de setiembre de 2012, remitida al OEFA el 21 de setiembre del mismo año<sup>120</sup></u>	Anexo VI de la CARTA ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012: Acciones preventivas y correctivas realizadas para mitigación del derrame KM 397+300 <sup>121</sup>	Informe que describe las acciones preventivas y correctivas realizadas para mitigación del derrame KM 397+300.	No se indica (posterior al derrame)
13	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>122</sup></u>	Anexo I de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Hora de inicio y final del bombeo de crudo residual realizado entre la estación 5 y 6, capacidad del tanque de bombeo y recepción <sup>123</sup> .	Detalle de la hora de inicio y final del bombeo de crudo residual realizado entre la estación 5 y 6, capacidad del tanque de bombeo y recepción.	No se indica (posterior al derrame)
14	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>124</sup></u>	Anexo II de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Volumen total de crudo bombeado y recepcionado <sup>125</sup> .	Copias de boletas de recepción/despacho N° E5-BBAY-0077-2012, correspondientes al total de crudo bombeado y recepcionado.	11 de agosto de 2012
15	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>126</sup></u>	Anexo III de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Presión de bombeo – Registros Scada <sup>127</sup> .	Gráfico SCADA que evidencia la presión de bombeo y recepción registrado en el sistema SCADA de los días 03, 04 y 05 de setiembre de 2012, y ficha de	Del 03 al 05 de setiembre de 2012

<sup>116</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>117</sup> Folios del 257 al 259 del Expediente.

<sup>118</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>119</sup> Folio 256 del Expediente.

<sup>120</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>121</sup> Folios 254 y 255 del Expediente.

<sup>122</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>123</sup> Folio 350 del Expediente.

<sup>124</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>125</sup> Folio 349 del Expediente.

<sup>126</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>127</sup> Folios 347 y 348 del Expediente.



N°	Procedencia	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución
			control de operación de los días 03, 04 y 05 de setiembre de 2012.	
16	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>128</sup></u>	Anexo V de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Informe Técnico de Falla del Oleoducto Norperuano en la progresiva 397+300 <sup>129</sup> .	Informe técnico elaborado por el administrado de la descripción de la causa de la falla ocurrida en el KM 397+300 del Oleoducto norperuano <sup>130</sup>	-
17	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>131</sup></u>	Anexo IX de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Informe de Análisis de agua y suelo <sup>132</sup> .	Informe de Análisis de suelo y agua realizados el día 07 de setiembre de 2012 durante las actividades de limpieza y remediación. Informe de Análisis de suelo y agua realizados el día 27 de setiembre de 2012 después de las actividades de limpieza y remediación.	07 y 27 de setiembre de 2012
18	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>133</sup></u>	Anexo X de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Actas de visitas realizadas con las autoridades aledañas a la zona de emergencia <sup>134</sup> .	Copias de Actas de Constatación realizadas con las Autoridades del Caserío Alan Garempsa Pérez y de las Comunidades de Cuzumatac, Swants, Tokio Najaim, Mañu, Putuyakat, Chorros, Puantam.	11 y 21 de setiembre, y 20 de octubre de 2012
19	<u>CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012 del 25 de octubre de 2012, remitida al OEFA el 26 del mismo mes y año<sup>135</sup></u>	Anexo XI de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Vistas Fotográficas del desplazamiento de tierra que provocó fisura en tubería <sup>136</sup> .	Tres (03) vistas fotográficas del deslizamiento de gran masa de terreno. Mapa de ubicación de la zona donde ocurrió el derrame (KM 397+300 del ONP).	Fechas posteriores al derrame
20	<u>Documento con registro N° 035582 de fecha 02 de setiembre de 2014, presentado al OEFA el mismo día<sup>137</sup></u>	Anexo 1 del Documento con registro N° 035582: Orden Trabajos de Distensionado Tubería KM 397+347 <sup>138</sup> .	Copia de contratos de Orden de Trabajo a Terceros referidos a Servicios de Excavación tubería distensionada KM 397+347 ONP de fechas de octubre a noviembre y de noviembre a diciembre de 1997. Cuatro (04) gráficos hechos a mano alzada de trabajos adicionales relacionados a la excavación de tierra en KM 397+347.79	De octubre a noviembre y de noviembre a diciembre de 1997
21	<u>Documento con registro N° 035582 de fecha 02 de</u>	Anexo 6 del Documento con registro N° 035582: Informes	Copias de Informes de Análisis, cadenas de custodia e Informes	07 de setiembre de

<sup>128</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>129</sup> Folios 322 y 323 del Expediente.

<sup>130</sup> Cabe señalar que es el mismo Informe que obra en los Folios del 21 al 23 del Expediente.

<sup>131</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>132</sup> Folios del 279 al 311 del Expediente.

<sup>133</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>134</sup> Folios del 273 al 278 del Expediente.

<sup>135</sup> Documento con registro N° 23002. (Folio 352 del Expediente).

<sup>136</sup> Folios del 270 al 272 del Expediente.

<sup>137</sup> Folios del 487 al 493 del Expediente.

<sup>138</sup> Folios del 457 al 470 del Expediente.



N°	Procedencia	Documento	Contenido del documento	Fecha de ejecución
	<u>setiembre de 2014, presentado al OEFA el mismo día<sup>139</sup></u>	de Análisis N° AFQ-014-12-PCI (agua de río) y AFQ-015-12-PCI (suelo) de fecha de muestreo de 07 de setiembre de 2012 <sup>140</sup> .	de Ensayo correspondientes a muestreos de agua de río (tres puntos de control <sup>141</sup> ) y suelos (dos puntos de control <sup>142</sup> ) de fecha del 07 de setiembre de 2012.	2012
22	<u>Documento con registro N° 035582 de fecha 02 de setiembre de 2014, presentado al OEFA el mismo día<sup>143</sup></u>	Anexo 7 del Documento con registro N° 035582: Informes de Análisis N° AFQ-016-12-PCI (agua de río) y AFQ-017-12-PCI (suelo) de fecha de muestreo de 27 de setiembre de 2012 <sup>144</sup> .	Copias de Informes de Análisis, cadenas de custodia e Informes de Ensayo correspondientes a muestreos de agua de río (tres puntos de control <sup>145</sup> ) y suelos (dos puntos de control <sup>146</sup> ) de fecha del 07 de setiembre de 2012.	27 de setiembre de 2012
23	<u>Documento con registro N° 035582 de fecha 02 de setiembre de 2014, presentado al OEFA el mismo día<sup>147</sup></u>	Anexo 8 del Documento con registro N° 035582: Informes de Análisis N° AFQ-022-12-PCI y AFQ-023-12-PCI (agua de río) de fechas de muestreo de 29 de octubre y 10 de noviembre de 2012 <sup>148</sup> .	Copias de Informes de Análisis, cadenas de custodia e Informes de Ensayo correspondientes a muestreos de agua de río de fechas de muestreo de 29 de octubre (tres puntos de control <sup>149</sup> ) y 10 de noviembre de 2012 (dos puntos de control <sup>150</sup> ).	29 de octubre y 10 de noviembre de 2012
24	<u>Documento con registro N° 035582 de fecha 02 de setiembre de 2014, presentado al OEFA el mismo día<sup>151</sup></u>	Anexo 9 del Documento con registro N° 035582: Informe N° 005907-2012/DEPA/DIGESA (agua de río) <sup>152</sup> .	Copia de Informe de procesamiento de muestras y reportes de resultados de agua de río en dos (02) puntos de control <sup>153</sup> .	29 de octubre y 10 de noviembre de 2012



### VII.2.3 La responsabilidad de Petroperú por los impactos negativos que se generen al ambiente como consecuencia de sus actividades de hidrocarburos

134. El principio de causalidad previsto en el Numeral 8 del Artículo 230° de la Ley del Procedimiento Administrativo General<sup>154</sup>, establece que la responsabilidad debe



- 139 Folios del 487 al 493 del Expediente.
- 140 Folios del 412 al 445 del Expediente.
- 141 Tres (3) puntos de control: 02QNEM1 (aguas arriba de la quebrada Nueva Esperanza), 02QNEM2 (Aguas en el centro de la Quebrada Nueva Esperanza) y 02QNEM3 (Aguas debajo Quebrada Nueva Esperanza).
- 142 Dos (2) puntos de control: 02SM1 (muestra obtenida del punto de la ruptura del tubo) y 02SM2 (muestra obtenida cerca a las canaletas de desvío del crudo hacia las pozas).
- 143 Folios del 487 al 493 del Expediente.
- 144 Folios del 397 al 411 del Expediente.
- 145 Tres (3) puntos de control: 02NE (Nueva Esperanza), 02AG (Alan Garempresa) y 02KM (Kusumata).
- 146 Un (01) punto de control: 02M1SR (muestra de suelo remediado).
- 147 Folios del 487 al 493 del Expediente.
- 148 Folios del 386 al 396 del Expediente.
- 149 Tres (3) puntos de control: 02NE (Nueva Esperanza), 02AG (Alan Garempresa) y 02KM (Kusumata).
- 150 Dos (2) puntos de control: 02TOKIO (Tokio) y 02SUANTS (Suants Suani).
- 151 Folios del 487 al 493 del Expediente.
- 152 Folios 384 y 385 del Expediente.
- 153 Dos (2) puntos de control: CU01 (Quebrada Suwants) y PA02 (Quebrada Pamki).
- 154 Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General



recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable.

- 135. Al respecto, cabe reiterar que de acuerdo al Artículo 74° de la Ley General del Ambiente el titular de operaciones es responsable por todos los impactos negativos que se generen al ambiente como consecuencia de sus actividades.
- 136. El Oleoducto Norperuano operado por Petroperú transporta petróleo clasificado como crudo pesado, es decir, posee 21° API a 15.6°C 60°F (calidad de crudo respecto a la densidad), con un porcentaje de azufre total de 1.09% y con contenido de vanadio (135 ppm), níquel (55.5 ppm) y fierro (4.5 ppm). En el marco de dicha operación el 6 de setiembre del 2012 se produjo el derrame de petróleo crudo a la altura del kilómetro 397+300, cuando dicho hidrocarburo líquido era transportado entre las Estaciones de bombeo N° 5 y 7 del Tramo II Oleoducto Norperuano, conforme se observa en el siguiente mapa:

**Mapa N° 1**  
**Ubicación del derrame de petróleo crudo del 6 de setiembre del 2012**



Fuente: Informe Final de Siniestro alcanzado por Petroperú.  
Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA.

- 137. En ese orden de ideas, toda vez que Petroperú es responsable por todos los impactos negativos que se generen al ambiente como consecuencia de sus actividades y que el derrame de petróleo crudo residual se produjo en el marco de las actividades de transporte de hidrocarburos a través de la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano operado por Petroperú, se evidencia la

**"Artículo 230.- Principios de la potestad sancionadora administrativa**  
 La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales:  
 (...)  
**8. Causalidad.-** La responsabilidad debe recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa, constitutiva de infracción sancionable."



relación entre el desarrollo de las actividades de hidrocarburos del administrado y el impacto negativo al ambiente generado por el derrame de petróleo crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012.

#### VII.2.4 Los impactos generados producto del derrame de crudo residual

138. En el "Capítulo IV Caracterización del Ambiente" del PAMA se menciona que los suelos de las zonas donde ocurrió el derrame de petróleo crudo contienen un alto contenido de materia orgánica<sup>155</sup> y que la zona alrededor del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano posee suelos cambrisoles<sup>156</sup> color rojizo-amarillento (suelos arcillosos).
139. En línea con lo señalado en el PAMA, en el Informe N° 1287-2012-OEFA/DS del 11 de diciembre de 2012, se señala que el suelo de la zona donde ocurrió el derrame de petróleo (entre la estación 5 y 6) está cubierta por un pastizal con un suelo de textura franco arcillosa<sup>157</sup>. Esta zona corresponde a la región selva alta, la cual presenta un clima tropical, humedad relativa de ochenta y seis por ciento (86%), abundante incidencia de precipitaciones pluviales de dos mil a cuatro mil milímetros (2 000 a 4 000 mm) por año y temperaturas que oscilan entre dieciocho y veinticuatro grados centígrados de temperatura (18°C y 24°C)<sup>158</sup>.
140. En el PAMA, Petroperú reconoce las mencionadas características, dado que de la revisión del Capítulo correspondiente a la Línea Base del referido instrumento, se observa que se consigna que el clima existente en el kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano es tropical húmedo<sup>159</sup> (es decir, se ubica en una zona muy húmeda -o perhúmeda-<sup>160</sup>), con una temperatura medio superior a



Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), aprobado mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 por el Ministerio de Energía y Minas, p. 17.

**"b) Sector Occidente  
(1) Estación 6**

*La estructura edáfica está representada por suelos predominantemente ácidos, medianamente profundos, de tono rojizo-amarillento y con un horizonte B corto. Donde hay predominio de suelos calcáreos la fertilidad es mayor, perteneciendo estos al grupo de los cambrisoles."*

<sup>155</sup> "Son conocidos como suelos jóvenes que acumulan arcillas; están constituidos por un horizonte A ócrico de color pardo amarillento, pardo rojizo, o gris oscuro, con textura de arena migajosa a migajón arcilloso, el cual descansa sobre un horizonte B cámbrico cuyo color es pardo pálido, pardo rojizo oscuro o gris muy oscuro, en tanto que su textura varía de migajón arenoso a arcillo-arenoso."

MEDINA CHENA Alexandro; SALAZAR CHIMAL, Teófilo Edmundo; ÁLVAREZ PALACIOS, José Luis. "Fisiografía y suelos". México, p. 38.

Disponible en: <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/9647/1/01FISIOGRAFIAAUTORES.pdf>  
[Consulta realizada el 16 de febrero del 2016].

<sup>157</sup> Folio 361 (Tomo II).

<sup>158</sup> Joseph A. y J. JOSI. Zonas de vida natural en el Perú: Memoria explicativa sobre el mapa ecológico del Perú. Boletín Técnico N° 15, Instituto Interamericano de Ciencias Agrícolas de la Organización de Estados Americanos: Lima, 1960, pp. 185-219. En concordancia con la Base cartográfica digital del Ministerio del Ambiente. Mapa Ecológico del Perú (en formato shape file).

<sup>159</sup> "La zona de vida Bosque Muy Húmedo Premontano Tropical, es un ecosistema húmedo por el aumento de las lluvias y la disminución de las temperaturas; y se denomina Premontano Tropical porque posee sectores montañosos. INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROPU. El lugar donde vivimos: La Región San Martín. Primera Edición. Lima: Proyecto San Martín, 2000, p. 78.

<sup>160</sup> Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), aprobado mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 por el Ministerio de Energía y Minas, p. 22.

**"b) Sector Occidente  
(1) Estación 6**





- (i) **Tramo I:** Conformar el recorrido del hidrocarburo por una pendiente desde el lugar del derrame (zona alta) hacia la carretera (zona baja), afectando el suelo (500 m<sup>2</sup>) y la vegetación existente. Coordenadas 815903E, 9454888N y 816023E, 9454778N.



Se aprecia un lugar colindante al área del derrame, donde se observa suelo contaminado con hidrocarburo en un área aproximadamente de 20 m<sup>2</sup>. Asimismo se señala una canaleta de evacuación del hidrocarburo, el mismo que discurre hacia abajo, lugar donde se vienen realizando las actividades de recojo, Coordenadas 815916E y 9454894N.



El hidrocarburo derramado ha sido evacuado hacia la parte baja (Tramo I), para la cual se construyó una primera zona de embalse para tratar de evitar que el hidrocarburo siga el curso de la pendiente. Esta primera zona de embalse se ha construido en un área colindante a la carretera, ubicado en las coordenadas 816035E y 9454778N.



Se aprecia el hidrocarburo que discurre desde la zona de derrame hasta la carretera, este recorrido es considerado como el Tramo I, en la cual se ha afectado el suelo y la vegetación existente.

- (ii) **Tramo II:** Constituye el recorrido del hidrocarburo por la carretera, que discurre por una canaleta (no recubierta) que es utilizada en la evacuación de las aguas pluviales. El área afectada es de 200 m<sup>2</sup>. Coordenadas 816023E, 9454778 y 816073E, 9454596N.





Se aprecia un área afectada ocasionada por la evacuación de hidrocarburo del punto de derrame (zona alta) hacia la carretera (zona baja). Coordenada 81594E y 9454840N.

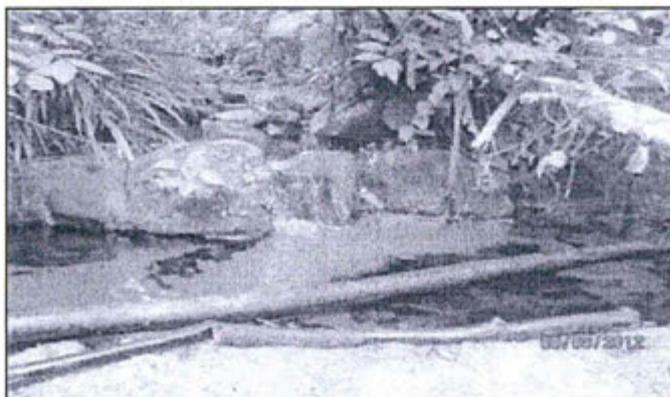
(iii) **Tramo III:** Considera el recorrido que realizan las aguas pluviales con hidrocarburos, las mismas que discurren a favor de la pendiente. Se inicia en la carretera, llega hasta la quebrada Buen Esperanza, luego se une a la quebrada Suwantsa (o Nueva Jerusalén) y de ahí sigue su curso hacia la quebrada Cusumatac, cuyas aguas son utilizadas por el Caserío Alan García Pérez. Coordenadas 816073E, 9454596N (carretera) hasta la quebrada Cusumatac en la coordenada 819731E, 9454248N (punto tomado en el puente Cusumatac, ubicado en la trocha carrozable Alan Garempresa – Buena Esperanza).



En este tramo se ha afectado el recurso hídrico y la vegetación ribereña y suelo colindante a la fuente de agua; asimismo varias rocas fueron impregnadas con hidrocarburo y se observa iridiscencia por los mismos.



Se aprecia el crudo residual que se encuentra flotando en el medio acuático.



El hidrocarburo derramado ha recorrido hasta llegar a las fuentes de agua de las quebradas aguas abajo. .





Se aprecia material rocoso impregnado con hidrocarburo, este material se encuentra en la ribera y/o dentro de las fuentes de agua.



Se aprecia iridiscencia en el medio acuático, el mismo que discurre por el agua.



Recurso hídrico contaminado con hidrocarburo.



VII.2.5 Presunta ruptura del nexo causal

144. Petroperú en sus descargos alegó que evento que ocasionó el siniestro fue el deslizamiento masivo del terreno activado por las lluvias torrenciales inusuales manifestado por los pobladores de la zona:

*"Deslizamiento de masa y precipitaciones inusuales.-*

*El esfuerzo longitudinal al que fue sometida la tubería es producto del deslizamiento en masa, que tuvo por origen las lluvias intensas y continuas en la zona días anteriores a la falla, donde gran cantidad de agua se infiltró en el suelo saturándolo y aumentado su peso, desencadenando el consiguiente desplazamiento en masa.*



*Respecto a las precipitaciones pluviales que se suscitaron, según la revisión efectuada en la página web del SENAMHI no existe una estación meteorológica en la zona que nos pueda proporcionar los datos de precipitaciones suscitados; sin embargo, los pobladores de la zona fueron los que indicaron tales sucesos."*

145. Al respecto, en el documento denominado "Informe Técnico de Falla del Oleoducto Norperuano en la Progresiva 397+300"<sup>162</sup> Petroperú indicó lo siguiente:

*"Descripción de la falla:*

*La falla se produjo por un desplazamiento (empuje) del terreno de morfología inestable, producto de una fuerte lluvia inusual, que afectó la estabilidad e integridad de la parte estructural de la tubería del oleoducto, presentando una fisura transversal al eje de la tubería de 18 cm de largo y 3 mm de ancho(...)"*

146. El administrado también señaló que las evidencias físicas encontradas en el área del siniestro confirman que el mismo se debió a un deslizamiento diferencial activado súbitamente por lluvias torrenciales ocurridas el día anterior, lo cual ha quedado registrado en la información alcanzada por la empresa Baker Hughes el 31 de enero del 2013. Asimismo, señaló que el último monitoreo efectuado con la técnica CIPS-DCVG que incluyó el área de influencia del siniestro se efectuó el 16 de mayo del 2012 y no se encontraron indicios físicos que evidenciaran movimientos de terreno.



147. El Artículo VIII del Título Preliminar de la Ley General del Ambiente<sup>163</sup> recoge el principio de internalización de costos conforme al cual toda persona natural o jurídica, pública o privada, debe asumir el costo de los riesgos o daños que genere sobre el ambiente. Asimismo, conforme a este principio el costo de las acciones de prevención, vigilancia, restauración, rehabilitación, reparación y la eventual compensación, relacionadas con la protección del ambiente y de sus componentes de los impactos negativos de las actividades humanas debe ser asumido por los causantes de dichos impactos.

148. Asimismo, de acuerdo al Artículo IX del Título Preliminar de la Ley General del Ambiente <sup>164</sup> el causante de la degradación del ambiente y de sus componentes, sea una persona natural o jurídica, pública o privada, está obligado a adoptar

<sup>162</sup> Folio 22 del expediente.

<sup>163</sup> Ley N° 28611, Ley General del Ambiente  
"TITULO PRELIMINAR  
DERECHOS Y PRINCIPIOS

**Artículo VIII.- Del principio de internalización de costos**

*Toda persona natural o jurídica, pública o privada, debe asumir el costo de los riesgos o daños que genere sobre el ambiente. El costo de las acciones de prevención, vigilancia, restauración, rehabilitación, reparación y la eventual compensación, relacionadas con la protección del ambiente y de sus componentes de los impactos negativos de las actividades humanas debe ser asumido por los causantes de dichos impactos."*

<sup>164</sup> Ley N° 28611, Ley General del Ambiente  
"TITULO PRELIMINAR  
DERECHOS Y PRINCIPIOS

**Artículo IX.- Del principio de responsabilidad ambiental**

*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.*



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

149. Por otro lado, de acuerdo a los Numerales 4.2 y 4.3 del Artículo 4° del TUO del RPAS la responsabilidad administrativa aplicable al procedimiento administrativo sancionador del OEFA es objetiva, siendo que el administrado podrá eximirse de responsabilidad sólo si logra acreditar de manera fehaciente la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero<sup>165</sup>.
150. Asimismo, la Sexta Regla de las "Reglas Generales sobre el ejercicio de la Potestad Sancionadora del OEFA" aprobadas mediante Resolución de Consejo Directivo N° 038-2013-OEFA/CD también señala como causales eximentes de responsabilidad al hecho fortuito, fuerza mayor y al hecho determinante de tercero:

**"SEXTA.- Responsabilidad administrativa objetiva**

6.1 De conformidad con lo establecido en el Artículo 18° de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, la responsabilidad administrativa en materia ambiental es objetiva.

6.2 En aplicación del principio de presunción de licitud (presunción de inocencia), la autoridad competente del OEFA debe acreditar la existencia de la infracción administrativa, es decir, verificar el supuesto de hecho del tipo infractor. Sin embargo, el administrado imputado puede eximirse de responsabilidad si acredita la fractura del nexo causal sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.

(...)"

(El subrayado ha sido agregado).

151. En ese sentido, al encontrarnos bajo un régimen de responsabilidad administrativa objetiva en materia ambiental corresponde a la autoridad administrativa acreditar el supuesto de hecho objeto de infracción y otorgar al administrado la posibilidad de eximirse de responsabilidad probando la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.
152. Al respecto, conforme al análisis realizado previamente ha quedado acreditado que Petroperú es responsable por los impactos negativos al ambiente generados por el derrame de petróleo crudo, toda vez que dicho derrame se produjo en el marco del desarrollo de sus actividades de hidrocarburos en el Oleoducto Norperuano.

<sup>165</sup>

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

"Artículo 4°.- Responsabilidad administrativa del infractor

(...)

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

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

(...)"



153. No obstante, esta Dirección procederá a evaluar si lo alegado por Petroperú constituye una supuesto de ruptura del nexo causal, en la medida que el derrame de petróleo crudo residual se habría producido por la ruptura de la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano, como consecuencia del deslizamiento masivo del terreno activado por lluvias en la zona, por lo que se configuraría un supuesto de caso fortuito como causal eximente de responsabilidad.
154. Sobre el particular, la doctrina<sup>166</sup> señala lo siguiente<sup>167</sup>:

*"dada la naturaleza objetiva de la responsabilidad administrativa del administrado, la única forma a través de la cual dicho administrado podría eximirse de responsabilidad estriba en acreditar una fractura en el nexo causal. (...) El caso más conocido de fractura de nexo causal (...) es el caso fortuito. Conocido inicialmente como "acto de Dios", el caso fortuito implica un hecho extraordinario, imprevisible e irresistible, proveniente de la naturaleza. El hecho es extraordinario, puesto que no constituye un riesgo propio de la actividad que está efectuando el administrado. Se ha discutido mucho respecto de la justificación de la imprevisibilidad como elemento de la causal, pero consideramos que la misma es de particular relevancia toda vez que si la causal hubiese sido prevista la misma no podría eximir de responsabilidad, puesto que el administrado habría podido evitarla. Por otro lado, el hecho es irresistible puesto que al administrado le ha resultado imposible actuar de otra manera, siendo considerado este como una persona normal."*

(Subrayado agregado)

155. En ese contexto, para considerar un evento como fortuito deben presentarse de manera concurrente las características de extraordinario, imprevisible e irresistible<sup>168</sup>.
156. Se entiende que es extraordinario, cuando se genera de una causa externa, que no es común, que no es usual. En tal sentido, nos encontramos ante una situación extraordinaria cuando no constituya un riesgo típico de la actividad.
157. En el presente caso, de la consulta efectuada al portal web del Servicio Nacional de Hidrología y Meteorología (en lo sucesivo, SENAMHI)<sup>169</sup>, se observan que las

<sup>166</sup> Al respecto, De Trazegnies señala lo siguiente: (...) "Desde el punto de vista histórico-doctrinario es posible hablar del caso fortuito como de un hecho natural (acto de Dios) que impide el cumplimiento de la obligación o que, en el caso de la responsabilidad extracontractual, genera el daño; en cambio, la *forcé majeure* ha sido vinculada a una intervención irresistible de la autoridad o *factum principis* (acto del príncipe)" (...)Ver: DE TRAZEGNIES GRANDA, Fernando. "La responsabilidad extracontractual". Séptima Edición. Tomo I. Biblioteca para Leer el Código Civil. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2005. pág. 330.

<sup>167</sup> GUZMAN NAPURÍ, Christian. "Tratado de la Administración Pública y del Procedimiento Administrativo", Ediciones Caballero Bustamante S.A.C., 2011, pág. 825.

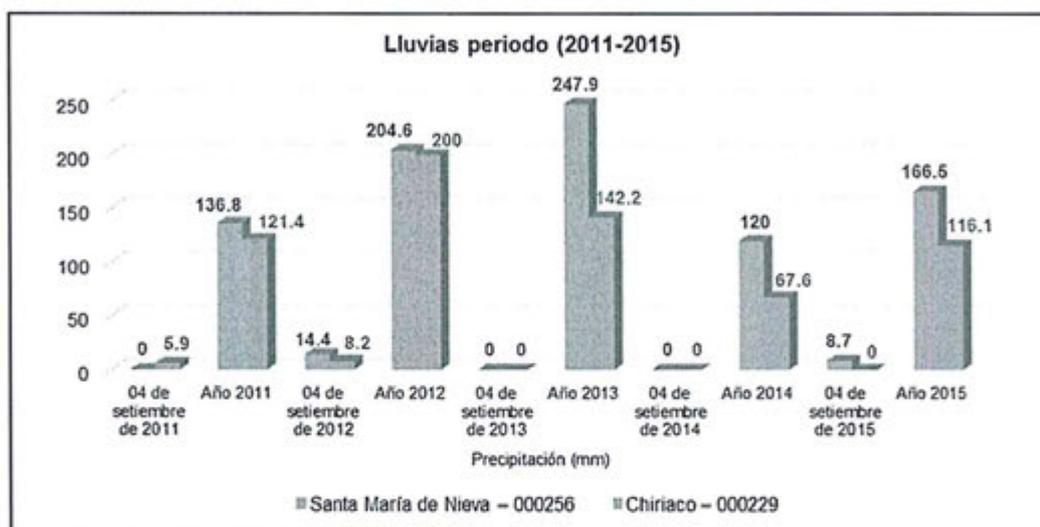
<sup>168</sup> Cabe mencionar la sentencia del Tribunal Supremo del 4 de febrero de 1998 (España) que resolvió lo siguiente: "Y sin que del hecho, por lo demás cierto, de que en los tres días anteriores al de la denuncia, se registraran precipitaciones de lluvia y nieve en la provincia de León a la que corresponde la zona donde se encuentran las instalaciones mineras de la demandante, cuyo verdadero alcance e importancia y carácter extraordinario o excepcional no constan, constituya un supuesto de fuerza mayor excluyente de la responsabilidad, pues considerando el fenómeno meteorológico como no puede por menos de hacerse en sede de causalidad, se trataba de un hecho previsible en aquel sitio en aquella época del año, es decir, era un evento "con el que había que contar"; y como previsible es evitable con la debida diligencia mediante la adopción de precauciones adecuadas, es claro que la actora no puede ser exculpada por este motivo". En "Manual de Derecho Administrativo Sancionador" Tomo I. Segunda Edición. Autores Varios. Editorial Thomson Reuters Aranzadi, Navarra, 2009, pág. 183-184

<sup>169</sup> Portal web de la página del Servicio Nacional de Hidrología y Meteorología (SENAMHI). Lima, 2016.



estaciones meteorológicas más cercanas a la zona del derrame de petróleo en el KM 397+300 (Coordenadas UTM 815903E; 9454891N), ubicadas en el departamento de Amazonas, provincia Condorcanqui, distrito Nieva, son: (i) Santa María de Nieva – 000256; (ii) Chiriaco – 000229; (iii) San Rafael – 152222; y (iv) Imacita – 000205. No obstante, dado que respecto a estas dos (2) últimas estaciones sólo se cuenta con datos hasta agosto de 1966 y noviembre de 1980, respectivamente; se analizarán los resultados de las lluvias de las dos (2) primeras estaciones.

**Gráfico N° 2**  
**Comportamiento de las lluvias en el periodo 2011-2015**



Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

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

158. Del gráfico anterior se observa que el comportamiento de las lluvias tanto en el mes de setiembre de cada año, así como del total de cada año en el periodo de 2011 al 2015, es similar y corresponden a lluvias propias de la época seca (periodo de meses de mayo, junio, julio, agosto y setiembre)<sup>170</sup>, no evidenciándose lluvias atípicas en el periodo mencionado, ni tampoco en el mes de setiembre de 2012.
159. Adicionalmente a ello, de la revisión de la línea base del PAMA, se observa que en el kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, el clima existente es tropical húmedo, con temperatura medio superior a 18°C y una precipitación anual superior a setecientos cincuenta milímetros (750 mm)<sup>171</sup>. A mayor detalle, en el ítem Medio Biológico (Ecosistemas) del PAMA, se menciona que las estaciones de bombeo ubicadas en el sector oriente del oleoducto

Disponible en: [http://www.senamhi.gob.pe/main\\_mapa.php?t=dHi](http://www.senamhi.gob.pe/main_mapa.php?t=dHi)  
[Consulta realizada el 18 de abril del 2016].

<sup>170</sup> Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI). *Variabilidad Pluviométrica a escalas anual y cuatrimestral en la Vertiente peruana del Océano pacífico*. Lima, 2001, p. 70.

<sup>171</sup> Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), aprobado mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 por el Ministerio de Energía y Minas, p. 19.  
"5. *Clima*  
(...) En la faja sub andina se tiene un clima tropical húmedo, con temperatura medio superior a 18 °C y precipitación anual superior a 750 mm (...)."



(Estación 1, Ramal Norte y Estación 5) se ubican en selva baja, en las zonas de vida bosque húmedo tropical y bosque muy húmedo tropical, con humedad relativa promedio anual de ochenta y uno con setenta y dos por ciento (81.72%) y un promedio de precipitación diaria de nueve con tres milímetros (9.3 mm)<sup>172</sup>.

- 160. Por lo tanto, según lo indicado en la línea base del PAMA, la zona donde ocurrió el derrame de hidrocarburos se caracteriza por presentar abundantes precipitaciones, ello se corrobora de la página web del SENAMHI, razón por la cual ha quedado demostrado que se presentaron lluvias atípicas, en tanto que, las lluvias registradas en setiembre de 2012 son las que normalmente caracterizan a una zona de selva baja.
- 161. En línea con lo anterior, de la revisión del cuadro "Pipeline movement áreas (áreas de movimiento de tuberías)" correspondiente al año de 1998 y el gráfico "Plots área de movimiento de ducto", se observa que los desplazamientos horizontales y verticales en el kilómetro 397+327 fueron de -0.48 y -0.18 metros respectivamente (según cuadro Pipeline movement areas); mientras que, del reporte del 2013, se observan desplazamientos horizontales y verticales en el kilómetro 397+300 de -0.37 y -0.61 metros respectivamente, conforme se resume en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5**  
**Desplazamientos horizontales y verticales**

Año	Desplazamientos (metros)	
	Horizontales	Verticales
Inspección de 1998	-0.48	-0.18
Reporte de 2013	-0.37	-0.61

- 162. Los valores previamente señalados confirman que en el periodo 1998-2013 hubo un incremento de esfuerzos por deslizamiento de suelos; sin embargo, en el caso del deslizamiento horizontal, se detectó un valor mayor en 1998 que en el 2013; mientras que en el deslizamiento vertical, un valor mayor en el 2013 que en 1998. De ello se desprende que desde el año 1998 el administrado tenía conocimiento de que en el ámbito del kilómetro 397+327 se presentaban procesos de desplazamiento de suelos que podían ocasionar una rotura en la tubería por el esfuerzo que los suelos ejercen en la misma.
- 163. En esa línea, en el PAMA se observa que dicho instrumento de gestión ambiental cuenta con un registro de la frecuencia de derrames ocasionados por deslizamiento de suelos y roturas de tubería<sup>173</sup>; así como la frecuencia de los

<sup>172</sup> Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), aprobado mediante el Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 por el Ministerio de Energía y Minas, p. 20.

**"1. Ecosistemas**

**a) Sector Oriente**

**(1) Ecosistemas – Relaciones ecológicas**

*Las estaciones correspondientes al Oleoducto, Sector Oriente, se encuentran ubicadas en la Selva Baja, en las zonas de vida bosque húmedo tropical y bosque muy húmedo tropical, caracterizadas por presentar temperaturas cuyos promedios anuales máximo es 31.4 °C y mínimo de 21.3 °C, con humedad relativa promedio anual de 81.72% y promedio de precipitación diaria de 9.3mm."*

<sup>173</sup> Página 104 del PAMA.



incidentes de cada estación de bombeo<sup>174</sup> en el Oleoducto Norperuano, según lo siguiente:

(...)

**IX. PLAN DE CONTINGENCIA**

(...)

**E. Plan de Contingencias para Derrames de Petróleo**

**1. Información y Comunicaciones**

Los reportes de los derrames deben informarse antes de las 48 horas a la DGH, DGAA y demás autoridades.

Tabla 20. Frecuencia de Derrame de Petróleo y Producto

Derrame de productos	Veces	Porcentaje	Volumen de crudo	Turbo	Diesel 2
Deslizamiento de tierra	7	16.66	87.533	-	-
Fallas de Equipo (2)	12	28.57	42.691	300	90

(2) Las fallas de equipos son: rotura de anillo, rotura de manga, falla de pistola de surtidor, perforación de tanque, falla del sistema neumático, transporte, corrosión y rotura de tubería.

(...)

Tabla 21. Frecuencia de Incidencias Ocurridas

Derrame de productos	Atentado	Deslizamientos	Sismos	Falla operativa	Falla de equipos
Estación 5	-	4	-	3	1
Estación 6	-	1	-	-	-

(...)

164. Por lo tanto de lo previamente expuesto se desprende lo siguiente:

- (i) Las lluvias que se presentaron en el mes de setiembre en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, conforme a los reportes del SENAMHI y a la línea base del PAMA son las que normalmente caracterizan a una zona de selva baja, por lo que no constituyen un evento atípico en dicha zona.
- (ii) Petroperú tenía conocimiento de las propiedades geotécnicas del suelo entre las Estaciones de 5 y 7 del Oleoducto Norperuano, evidenciando que en dichas estaciones existe la mayor probabilidad de emergencias ambientales por deslizamientos de suelos y rotura de tubería, debido a que estos suelos en dicho tramo son susceptibles a deslizamiento de suelos y ocasionar derrames de petróleo.
- (iii) Las lluvias que se presentaron en el kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano y el deslizamiento de suelos que provocó la ruptura de la tubería de 36" no cumple con el requisito de ser eventos extraordinarios, por lo que no resulta necesario analizar las características de imprevisibilidad e irresistibilidad.
- (iv) En consecuencia, Petroperú no ha acreditado fehacientemente la ruptura del nexo causal bajo la causal eximente de caso fortuito.



#### VI.2.4 Otros descargos presentados por Petroperú

165. Petroperú en sus descargos, alegó que la contaminación de los suelos y aguas fue puntualizada y focalizada en la zona de Nueva Esperanza, por lo que el 21 de setiembre del 2012 se realizó una inspección en la que se comprobó visualmente la inexistencia de petróleo crudo.
166. Asimismo, el administrado agregó que considerando que la cantidad de hidrocarburo vertida fue doscientos sesenta (260) barriles y que se recuperaron doscientos veinte (220) en un área de doce mil metros cuadrados (12 000 m<sup>2</sup>) de suelos y que la trayectoria seguida por la mancha se dispersó en un cuerpo hídrico dinámico de gran masa de agua (Quebradas Nueva Esperanza – Swants y el río Marañón), la afectación era mínima, estando focalizada en los suelos.
167. Sobre el particular, si bien Petroperú señala que la afectación al ambiente fue mínima, conforme se ha señalado previamente, ha quedado acreditado que Petroperú ocasionó impactos negativos al ambiente (suelo, cuerpos de agua y flora) como consecuencia del derrame del petróleo crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012, el cual se extendió en tres (3) tramos.
168. En esa línea, se debe indicar que los suelos impregnados con hidrocarburos implican una contaminación ambiental que podría generar un daño ambiental real o potencial<sup>175</sup>, por lo que resulta necesario prevenir la comisión de conductas que generen derrames sobre suelo natural a fin de evitar una afectación a los componentes bióticos, independientemente de la cantidad de hidrocarburos que se derrame.
169. A mayor abundamiento, los derrames de hidrocarburos pueden generar los siguientes efectos nocivos tanto en el suelo natural como en la vegetación de la zona impactada:
- En el suelo, los compuestos solventes del petróleo se filtran, pudiendo afectar aguas subterráneas, y los sólidos y grasas permanecen en la superficie o son llevados hacia horizontes más bajos donde pueden persistir por largo tiempo. La contaminación de suelo provoca la destrucción o disminución de la microfauna del suelo, principalmente por la muerte de los microorganismos menos resistentes, creando un desequilibrio en las poblaciones de los mismos que retrasa la descomposición de materia orgánica muerta. El efecto general de esta contaminación es la disminución de la fertilidad de los suelos, lo cual afecta también la biodiversidad de la zona impactada.<sup>176</sup>



<sup>175</sup> 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. En: Manual Explicativo de la Metodología para el cálculo de las multas y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones en la gran y mediana minería, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD. Anexo III, párrafo 9.

<sup>176</sup> BRAVO, Elizabeth. *Los Impactos de la Explotación Petrolera en Ecosistemas Tropicales y la Biodiversidad. Acción Ecológica. Ecuador, 2007. p.37.*  
Disponible en: ([http://www.inredh.org/archivos/documentos\\_ambiental/impactos\\_explotacion\\_petrolera\\_esp.pdf](http://www.inredh.org/archivos/documentos_ambiental/impactos_explotacion_petrolera_esp.pdf))



- Los vertidos de hidrocarburos destruyen la vegetación como consecuencia de su toxicidad y los procesos de su biodegradación en el suelo que consumen oxígeno, generando zonas anóxicas (zonas carentes de oxígeno). La carencia de oxígeno y la consecuente producción de ácido sulfhídrico (por la descomposición bacteriológica de materia orgánica, en este caso del petróleo) matan a las raíces de la mayoría de plantas, incluso la de árboles grandes bien establecidos<sup>177</sup>.

170. Por otro lado, en cuanto a los monitoreos efectuados de manera posterior al derrame de petróleo crudo, Petroperú señaló en sus descargos lo siguiente:

- (i) El primer monitoreo de la Red de Salud de Bagua del Ministerio de Salud indicó que en las inmediaciones del caserío Nueva Esperanza, los niveles de TPH sobrepasaban los ECA-Agua; sin embargo, los pobladores de la zona utilizan dicha agua para fines recreativos y no para consumo humano. El segundo monitoreo indicó que los valores de TPH encontrados en la Quebrada Suwants y Panki (está quebrada no es afluente y está fuera del ámbito de contingencia ambiental) se encuentran por debajo del ECA- Agua.
- (ii) El primer monitoreo realizado a través del Consorcio Pening S.A.C. – Envirolab Perú S.A.C.- INASSA el 7 de setiembre del 2012 indicaron que los metales pesados (Bario, Cadmio, Cromo, Mercurio y Plomo) están por debajo de los límites máximos permisibles y los Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) superaron ligeramente los ECA-Agua en el punto "aguas en el centro de la quebrada Suwants – Nueva Esperanza", lo cual era previsible al tratarse de una zona aledaña al punto donde ocurrió la contingencia.
- (iii) El segundo monitoreo de la Quebrada Suwants – Nueva Esperanza en las inmediaciones de los poblados Nueva Esperanza, Alan Garcia y Cuzumatac indicaron la inexistencia de metales pesados. Asimismo, el 10 de noviembre del 2012 se tomaron muestras de agua en las comunidades de Suwants y Tokio aledañas a la Estación 6, evidenciándose que los resultados se encontraban por debajo de los ECA-Agua.

171. De acuerdo al Artículo 5° del TUO del RPAS<sup>178</sup>, el cese de la infracción no exime de responsabilidad al administrado ni substraer la materia sancionable. Por lo tanto, las acciones ejecutadas por Petroperú para remediar o revertir los efectos del derrame de petróleo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012 no la exime de responsabilidad administrativa. Sin perjuicio de ello, los monitoreos efectuados con posterioridad al derrame del 6 de setiembre del 2012 y la eventual subsanación de la conducta infractora serán evaluados en el acápite

<sup>177</sup> FLORES, Aline. *Degradación de Hidrocarburos en Suelos Contaminados mediante el proceso de electroquímica*. Tesis para obtener el grado académico de maestro en Ingeniería Civil. Instituto Politécnico Nacional México, 2010. p.8

<sup>178</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD

**"Artículo 5°.- No sustracción de la materia Sancionable**

*El cese de la conducta que constituye infracción administrativa no sustrae la materia sancionable. La reversión o remediación de los efectos de dicha conducta tampoco cesa el carácter sancionable, pero será considerada como un atenuante de la responsabilidad administrativa, de conformidad con lo indicado en el Artículo 35° del presente Reglamento".*



correspondiente a la medida correctiva.

172. Por lo tanto, de lo actuado en el expediente ha quedado acreditado que Petroperú ocasionó impactos al suelo, cuerpos de agua y flora producto del derrame de petróleo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012 en la progresiva kilómetro 397+300 de Oleoducto Norperuano, conducta que vulnera lo dispuesto en el Artículo 3° del RPAAH. En consecuencia, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú en este extremo.

### VIII.2. Análisis de la tercera cuestión en discusión: Si Petroperú realizó un adecuado manejo y almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos

#### VIII.2.1 La gestión de residuos sólidos en las actividades de hidrocarburos

173. En el Artículo 13° de la Ley N° 27314, Ley General de Residuos Sólidos (en lo sucesivo, LGRS)<sup>179</sup>, concordado con el Artículo 9° del RLGRS<sup>180</sup>, se señala que el manejo de los residuos sólidos debe ser realizado de manera sanitaria y ambientalmente adecuada, con sujeción a los principios de prevención de impactos ambientales negativos y protección de la salud.

174. El Artículo 10° del RLGRS establece que todo generador de residuos sólidos se encuentra obligado a acondicionar y almacenar en forma segura, sanitaria y ambientalmente adecuada los residuos, previa entrega a la EPS-RS para continuar con su manejo hasta su destino final<sup>181</sup>.

175. De manera general, un adecuado manejo de residuos sólidos comprende tres (3) etapas principalmente: generación, almacenamiento y disposición final. Estas etapas se desarrollan sin causar impactos negativos al ambiente, tal como se aprecia a continuación:

<sup>179</sup> Ley N° 27314, Ley General de Residuos Sólidos.

**"Artículo 13°.- Disposiciones generales de manejo**

*El manejo de residuos sólidos realizado por toda persona natural o jurídica deberá ser sanitaria y ambientalmente adecuado, con sujeción a los principios de prevención de impactos negativos y protección de la salud, así como a los lineamientos de política establecidos en el Artículo 4."*

<sup>180</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

**"Artículo 9°.- Disposiciones generales de manejo**

*El manejo de los residuos que realiza toda persona deberá ser sanitaria y ambientalmente adecuado de manera tal de prevenir impactos negativos y asegurar la protección de la salud; con sujeción a los lineamientos de política establecidos en el artículo 4 de la Ley.*

*La prestación de servicios de residuos sólidos puede ser realizada directamente por las municipalidades distritales y provinciales y así mismo a través de Empresas Prestadoras de Servicios de Residuos Sólidos (EPS-RS). Las actividades comerciales conexas deberán ser realizadas por Empresas Comercializadoras de Residuos Sólidos (EC-RS), de acuerdo a lo establecido en el artículo 61 del Reglamento.*

*En todo caso, la prestación del servicio de residuos sólidos debe cumplir con condiciones mínimas de periodicidad, cobertura y calidad que establezca la autoridad competente."*

<sup>181</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por EL Decreto Supremo N° 057-2004-PCM

**"Artículo 10°.- Obligación del generador previa entrega de los residuos a la EPS-RS o EC-RS**

*Todo generador está obligado a acondicionar y almacenar en forma segura, sanitaria y ambientalmente adecuada los residuos, previo a su entrega a la EPS-RS o a la EC-RS o municipalidad, para continuar con su manejo hasta su destino final."*

**Gráfico N° 5**  
**Etapas del manejo de residuos sólidos**



Fuente: Adaptado del Servicio Holandés de Cooperación al Desarrollo (SNV) y HONDUPALMA.  
*Guía de Manejo de residuos sólidos*. Honduras, 2011, p. 5.

176. Entre cada una de estas tres (3) etapas se realizan acciones de recolección y transporte para el retiro de residuos, que consisten en recoger y desplazar los residuos sólidos mediante un medio de locomoción apropiado a infraestructuras o instalaciones que cumplan con condiciones de diseño técnico-operacional adecuadas para su almacenamiento o disposición, con la finalidad de evitar que estos se encuentren en contacto con el ambiente, incluyendo los aspectos económico, administrativo y financiero<sup>182</sup>.

177. Una de las etapas más importantes de la gestión es el **almacenamiento de los residuos sólidos**, el cual puede ser intermedio o central, debiéndose cumplir en ambos con el siguiente manejo ambiental:

- **Caracterización.**- Identificar qué tipo de residuos son: peligrosos o no peligrosos<sup>183</sup>.
- **Segregación.**- Separar los residuos peligrosos y no peligrosos.
- **Acondicionamiento.**- Adecuar el lugar de almacenamiento de tal manera que no se produzca un impacto negativo al ambiente.

178. Tratándose de las actividades de hidrocarburos, el Artículo 48° del RPAAH<sup>184</sup>, dispone que los residuos sólidos serán manejados de manera concordante con la LGRS y su reglamento.

<sup>182</sup> Adaptado de KIELY, Gerard y VEZA, José. *Ingeniería Ambiental: Fundamentos, entornos, tecnologías y sistemas de gestión*. Volumen III. España, 1999, p. 850.

<sup>183</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

"Artículo 25°.- Obligaciones del generador

El generador de residuos del ámbito no municipal está obligado a: (...)"

2. Caracterizar los residuos que generen según las pautas indicadas en el Reglamento y en las normas técnicas que se emitan para este fin; (...)"

<sup>184</sup> Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

"Artículo 48°.- Los residuos sólidos en cualquiera de las Actividades de Hidrocarburos serán manejados de manera concordante con la Ley N° 27314 Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento, sus modificatorias, sustitutorias y complementarias (...)"



179. Con mayor detalle, el Artículo 38° del RLGRS<sup>185</sup> regula el acondicionamiento de los residuos según su naturaleza física, química, peligrosidad, entre otros. Asimismo, regula las condiciones de seguridad y rotulado de los recipientes que almacenan residuos sólidos
180. Asimismo, el Artículo 39° del RLGRS prohíbe el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos de la siguiente forma: (i) en terrenos abiertos, (ii) a granel sin su correspondiente contenedor; y, (iii) en áreas que no reúnan las condiciones previstas en el reglamento.
181. Por lo expuesto, el titular de la actividad de hidrocarburos tiene la obligación de realizar un manejo ambientalmente adecuado de los residuos sólidos, desde la generación hasta la disposición final, cumpliendo además con acciones específicas como recolectar, transportar, caracterizar, segregar y acondicionar los residuos sólidos.

#### VIII.2.2 Análisis del hecho imputado

182. Durante la visita de supervisión realizada el 17 de octubre de 2012 al área afectada por el derrame de petróleo crudo residual ocurrido el 6 de setiembre del 2012, la Dirección de Supervisión detectó que Petroperú realizaba el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos en terreno abierto, en envases sin rotulado, a granel y sin su respectivo contenedor, conforme se indica en el Informe de Supervisión

*"En la visita de supervisión realizada el 17 de octubre de 2012, por el Ingeniero Alberto Amésquita, a la Estación de Bombeo 06, se evidencia que los residuos sólidos peligrosos retirados del área impactada, vienen siendo acopiados en un ambiente libre, a la intemperie, sin el rotulado, sin contenedor, en suelo no impermeabilizado."*

183. La conducta detectada se sustenta en las siguientes vistas fotográficas N° 1 y 2 del Informe de Supervisión las cuales se muestran a continuación <sup>186</sup>:

<sup>185</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

**"Artículo 38°.- Acondicionamiento de residuos**

Los residuos deben ser acondicionados de acuerdo a su naturaleza física, química y biológica, considerando sus características de peligrosidad, su incompatibilidad con otros residuos, así como las reacciones que puedan ocurrir con el material del recipiente que lo contiene. Los recipientes deben aislar los residuos peligrosos del ambiente y cumplir cuando menos con lo siguiente:

1. Que su dimensión, forma y material reúna las condiciones de seguridad previstas en las normas técnicas correspondientes, de manera tal que se eviten pérdidas o fugas durante el almacenamiento, operaciones de carga, descarga y transporte;
2. El rotulado debe ser visible e identificar plenamente el tipo de residuo, acatando la nomenclatura y demás especificaciones técnicas que se establezcan en las normas correspondientes;
3. Deben ser distribuidos, dispuestos y ordenados según las características de los residuos; (...)."

<sup>186</sup> Folio 71 del Expediente



Se observa que todo los residuos sólidos peligrosos retirado del área impactada, están siendo acopiados en un ambiente inadecuado a la intemperie, sin letrero y rótulo de identificación, en un área impermeabilizado.



Se observa que todos los residuos sólidos peligrosos retirado del área impactada, están siendo acopiados en un ambiente inadecuado a la intemperie, sin letrero y rótulo de identificación, en un área impermeabilizado.



### VIII.2.3 Análisis de los descargos

184. Petroperú en sus descargos alegó que los residuos sólidos peligrosos (trazas de crudo impregnado en tierra y plantas) fueron dispuestos temporalmente en el interior de la zona industrial de la Estación N° 6, en un almacén destinado exclusivamente a este material, dado que dicho almacén fue utilizado totalmente, fue necesario construir otro almacén temporal en ña zona industrial de la Estación N° 6. Por ello, según manifestó Petroperú, la fotografía del Informe de Supervisión corresponde al momento en el cual el material peligroso fue transportado hacia la Estación N° 6 y fue temporalmente dispuesto hasta culminar la construcción del almacén y posteriormente ser traslado por una empresa prestadora de servicios de residuos sólidos a un relleno de seguridad.
185. Al respecto, se debe resaltar que el titular de la actividad de hidrocarburos está obligado a realizar el almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos de forma ambientalmente adecuada de modo permanente, aun cuando se trate del almacenamiento temporal de tales residuos, a fin de prevenir impactos negativos al ambiente.
186. Por tanto, a pesar de tratarse de una actividad temporal Petroperú debió almacenar los residuos sólidos peligrosos en una infraestructura que evite su contacto con los componentes ambientales, máxime si se trata de residuos que por sus características generan un riesgo a la salud y al ambiente, como es el caso de los residuos peligrosos.



187. Petroperú en sus descargos indicó que los residuos sólidos peligrosos se encontraban sobre una sábana de plástico para no contaminar el cemento y están protegidos por un tinglado de madera y calamina debido a la lluvia. No obstante, conforme a las fotografías N° 1 y 2 del Informe de Supervisión se evidencia un grupo de sacos conteniendo residuos sólidos peligrosos están apilados en un terreno abierto que no cuenta con las condiciones de seguridad previstas en el RLGRS para el almacenamiento de residuos sólidos.
188. Por otro lado, Petroperú alegó que durante el año 2013 realizó trabajos de cambio de sacos con material contaminado, evidenciándose el correcto almacenamiento realizado en el almacén de residuo peligrosos de la Estación N° 6 y en el almacén temporal ubicado frente a la zona de vivienda de la Estación N° 6. Asimismo, manifestó que el material contaminado que fue almacenado en la Estación N° 6 fue trasladado por la empresa Green Care del Perú S.A. y los manifiestos fueron remitidos oportunamente a la Dirección de Supervisión del OEFA.
189. De acuerdo al Artículo 5° del TUO del RPAS<sup>187</sup>, el cese de la infracción no exime de responsabilidad al administrado ni substraer la materia sancionable. Por lo tanto, las acciones ejecutadas por Petroperú para remediar o revertir los efectos la conducta detectada no lo exime de responsabilidad administrativa. Sin perjuicio de ello, la subsanación de la conducta infractora será evaluada en el acápite correspondiente a la medida correctiva.



190. Por lo tanto, del análisis de todo lo actuado se concluye que Petroperú incumplió lo dispuesto en los Artículos 38° y 39° del RLGRS, al haberse detectado que los residuos sólidos peligrosos retirados del área donde se produjo el derrame de crudo residual, fueron inadecuadamente almacenados en terreno abierto, a la intemperie, a granel y en suelo no impermeabilizado.



**V.4. Análisis de la cuarta cuestión en discusión: Determinar si corresponde ordenar medidas correctivas a Petroperú**

**V.4.1 Objetivo, marco legal y condiciones de las medidas correctivas**

191. La medida correctiva cumple con el objetivo de reponer o restablecer las cosas al estado anterior de la comisión del ilícito, corrigiendo los efectos que la conducta infractora hubiere causado en el interés público<sup>188</sup>
192. De acuerdo con el Artículo 28° del Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD, *"la medida correctiva es una disposición dictada por la Autoridad Decisora, en el marco de un procedimiento administrativo sancionador, a través de la cual se*

<sup>187</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD

*"Artículo 5°.- No sustracción de la materia Sancionable*

*El cese de la conducta que constituye infracción administrativa no sustrae la materia sancionable. La reversión o remediación de los efectos de dicha conducta tampoco cesa el carácter sancionable, pero será considerada como un atenuante de la responsabilidad administrativa, de conformidad con lo indicado en el Artículo 35° del presente Reglamento".*

<sup>188</sup> Véase MORÓN URBINA, Juan Carlos. *"Los actos - medidas (medidas correctivas, provisionales y de seguridad) y la potestad sancionadora de la Administración"*. En: Revista de Derecho Administrativo N° 9. Círculo de Derecho Administrativo. Lima, p. 147.



busca revertir, corregir o disminuir en lo posible el efecto nocivo que la conducta infractora hubiese podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas".

193. El Numeral 1 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA 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".
194. Asimismo, los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas<sup>189</sup> establecen las directrices y metodología para la aplicación de medidas correctivas por parte del OEFA.
195. A continuación, corresponde analizar si en el presente procedimiento corresponde ordenar una medida correctiva a Petroperú, considerando si el administrado revirtió o no los impactos generados a causa de la infracción detectada.

#### IX.1.2 Medidas correctivas aplicables

196. En el presente caso se ha determinado la responsabilidad administrativa de Petroperú por la comisión de tres (3) infracciones administrativas:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa
1	El 6 de setiembre de 2012 ocurrió un derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano operado por la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A.	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.	Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. dispuso los residuos sólidos peligrosos retirados del área donde se produjo el derrame de crudo residual en la Estación de Bombeo 06, en terreno abierto, a la intemperie, sin rotulado, a granel si su correspondiente contenedor y en suelo no impermeabilizado.	Artículo 38° y 39° de Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-EM.

- a) Infracción al Artículo 3° del RPAAH, toda vez que Petroperú es responsable por los impactos negativos generados por el derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano ocurrido el 6 de setiembre del 2012

<sup>189</sup> Aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD.



197. En el presente caso ha quedado acreditado que Petroperú es responsable por los impactos negativos generados por el derrame de petróleo en la progresiva kilómetro 397+300 de Oleoducto Norperuano ocurrido el 6 de setiembre del 2012
198. Petroperú en sus descargos manifestó que realizó las labores de confinamiento del petróleo crudo residual derramado, la recuperación y limpieza de las áreas impactadas. Asimismo, el administrado mediante Carta ADOL-501-2012 ADOL-USIPA-296-2012 presentada el 21 de setiembre del 2012<sup>190</sup>, remitió el "Cronograma de trabajos para rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos – Derrame ocurrido en el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano"<sup>191</sup>, donde se observa que dichas actividades serían desarrolladas en el periodo de setiembre a diciembre de 2012.
199. A continuación se muestran los monitoreos ambientales de agua y suelo programados en el referido cronograma de rehabilitación,
- a) **Primer monitoreo**
200. Petroperú señaló que el 7 de setiembre de 2012 realizó el primer monitoreo ambiental de la zona afectada por la contingencia ambiental, el cual se encuentra en el Anexo IX de la CARTA ADOL-558-2012 ADOL-USIPA-321-2012: Informe de Análisis de agua y suelo<sup>192</sup>, cuyos resultados se encuentran en el Informe de Ensayo N° 1209160<sup>193</sup>:

**Calidad de suelos**<sup>194</sup>

Parámetros (mg/kg)	02SM1 <sup>195</sup>	02SM02 <sup>196</sup>	Valor referencial de la norma			Exceso	
			A	B	C	02SM1	02SM02
(...)							
<b>Bario Total</b>	322.3	159.8	200	500	2000	Excede A	NO
<b>Cadmio Total</b>	N.D.	N.D.	1.0	5.0	20	NO	NO

<sup>190</sup> Documento con registro N° 020156. (Folio 265 del Expediente).

<sup>191</sup> Folio 262 (reverso) del Expediente.

<sup>192</sup> Folios del 279 al 311 del Expediente.

<sup>193</sup> Folios del 299 al 301 del Expediente.

<sup>194</sup> Cabe señalar que el administrado ha tomado como referencia los criterios establecidos en las tablas 7 y 8 para el manejo de residuos sólidos de refinería de petróleo de la ARPEL para la evaluación de los resultados obtenidos.

<sup>195</sup> Muestra obtenida en el punto de la rotura del tubo. Cabe señalar que, por encontrarse en el mismo punto de la rotura, es decir, dentro del Derecho de Vía (DDV), será considerado como suelo industrial.

<sup>196</sup> Muestra obtenida cerca a las canaletas de desvío del crudo hacia las pozas (Coordenadas UTM 816008E; 9454794N). Cabe señalar que, por encontrarse a 140 metros aproximadamente al sureste del punto de la rotura, es decir, fuera del Derecho de Vía (DDV), será considerado como suelo agrícola.



Cromo Total	13.2	11.4	20	250	800	NO	NO
Plomo Total	9.4	12.5	50	500	1000	NO	NO
Mercurio Total	N.D.	N.D.	0.1	2	10	NO	NO
TPH (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	45510	19576	100	1000	5000	Excede A, B y C	Excede A, B y C

A: Aproximación posible de los límites de detección analítica para los compuestos orgánicos y los niveles naturales de referencia para los metales y compuestos orgánicos.

B: Bajo este valor el suelo está ligeramente contaminado, arriba de éste, está contaminado.

C: El suelo está significativamente contaminado.

201. Del cuadro anterior, se observa que existen excesos en el parámetro Bario Total, en tanto que excede el valor referencial de A y por debajo de B (con un valor de 322.3 mg/kg); y en TPH, en tanto que excede los tres (3) niveles A, B y C, indicando que el suelo está significativamente contaminado y requiere tratamiento (según se indica en la tabla 8 del referido criterio tomado como referencia).

b) **Segundo monitoreo**

**Calidad de suelos**

202. Petroperú manifestó que el 27 de setiembre del 2012 tomó muestras de suelos en un punto codificado como 02M1SR (muestra de suelo remediado), adjuntando con ello el informe de ensayo del Laboratorio Envirolab Perú S.A.C. (en lo sucesivo, Laboratorio Envirolab) y la cadena de custodia<sup>197</sup>; no obstante, no se observa que el administrado haya consignado las coordenadas UTM WGS 84 en ninguno de los documentos mencionados, razón por la cual no será considerado como representativo, en tanto que no permite a esta dirección tener la certeza de su ubicación, es decir, que tan cercano se encuentra respecto del punto del derrame en el kilómetro 397+300.

**Calidad de agua**

203. Respecto a la calidad de agua el administrado tomó muestras de calidad de agua en tres (3) puntos, adjuntando con ello el informe de ensayo N° 1209503 del Laboratorio Envirolab y la cadena de custodia<sup>198</sup>. Es así que, no se detectaron excesos en ningún punto, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Parámetros (mg/L)	02NE <sup>199</sup>	02AG <sup>200</sup>	02KM <sup>201</sup>	Categoría 1 – A2, del DS N° 002-2008-MINAM	Excesos		
					02NE	02AG	02KM

<sup>197</sup> Folios del 295 al 298 del Expediente.

<sup>198</sup> Folios del 295 al 298 del Expediente.

<sup>199</sup> Muestra obtenida en Nueva Esperanza.

<sup>200</sup> Muestra obtenida en Alan Garempresa.

<sup>201</sup> Muestra obtenida en Kusumata.



(...)							
Bario Total	0.039	0.038	0.05	0.7	NO	NO	NO
Cadmio Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.003	NO	NO	NO
Cromo Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.05	NO	NO	NO
Plomo Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.05	NO	NO	NO
Mercurio Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.002	NO	NO	NO
TPH (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	N.D.	N.D.	N.D.	0.2	NO	NO	NO

c) **Tercer monitoreo**

204. El 29 de octubre de 2012, el administrado tomó muestras de aguas superficiales en tres (3) puntos, adjuntando con ello el informe de ensayo N° 1210634 del Laboratorio Envirolab y la cadena de custodia<sup>202</sup>. Es así que, no se detectaron excesos en ningún punto, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Parámetros (mg/L)	02NE <sup>203</sup>	02AG <sup>204</sup>	02KM <sup>205</sup>	Categoría 1 – A2, del DS N° 002-2008-MINAM	Excesos		
					02NE	02AG	02KM
(...)							
Bario Total	0.042	0.026	0.035	0.7	NO	NO	NO
Cadmio Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.003	NO	NO	NO
Cromo Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.05	NO	NO	NO
Plomo Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.05	NO	NO	NO
Mercurio Total	N.D.	N.D.	N.D.	0.002	NO	NO	NO
TPH (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	N.D.	N.D.	N.D.	0.2	NO	NO	NO

d) **Cuarto monitoreo**

205. El 10 de noviembre de 2012 el administrado tomó muestras de aguas superficiales en dos (2) puntos, adjuntando con ello el informe de ensayo N° 1210634 del Laboratorio Envirolab y la cadena de custodia<sup>206</sup>. Es así que, no se detectaron excesos en ningún punto, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Parámetros (mg/L)	02TOKIO <sup>207</sup>	02SUANTS <sup>208</sup>	Categoría 1 – A2, del DS N° 002- 2008-MINAM	Excesos	
				02QNEM1	02QNEM2
(...)					

<sup>202</sup> Folios del 295 al 298 del Expediente.

<sup>203</sup> Muestra obtenida en Nueva Esperanza.

<sup>204</sup> Muestra obtenida en Alan Garempresa.

<sup>205</sup> Muestra obtenida en Kusumata.

<sup>206</sup> Folios del 386 al 389 del Expediente.

<sup>207</sup> Muestra obtenida en Tokio.

<sup>208</sup> Muestra obtenida en Suwants Suani.



Bario Total	0.033	0.036	0.7	NO	NO
Cadmio Total	N.D.	N.D.	0.003	NO	NO
Cromo Total	N.D.	N.D.	0.05	NO	NO
Plomo Total	N.D.	N.D.	0.05	NO	NO
Mercurio Total	N.D.	N.D.	0.002	NO	NO
TPH (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	N.D.	N.D.	0.2	NO	NO

206. De la evaluación de los muestreos efectuados el 27 de setiembre, 19 y 29 de octubre y 10 de noviembre de 2012, se observa que no se presentan excesos en los resultados obtenidos. No obstante, respecto del suelo, el 7 de setiembre de 2012, se detectaron excesos significativos del parámetro TPH en el ámbito de la rotura del ducto y a 140 metros del punto del derrame (cerca de las canaletas de desvío del crudo hacia las pozas) con valores de 45510 y 19576 mg/kg respectivamente.
207. Por otro lado, cabe señalar que, el 27 de setiembre de 2012 el administrado tomó una muestra de suelo en un punto codificado como 02M1SR que si bien no se detectó excesos en los parámetros ambientales anteriormente mencionados, no se indica las coordenadas UTMWGS84 del punto muestreado, de tal manera que no permite a esta Dirección tener la certeza de su ubicación, es decir, determinar la distancia en la que se encontraba respecto del punto del derrame en el kilómetro 397+300, razón por la cual no será considerado como representativo para acreditar la eficacia de las acciones de rehabilitación de suelos.



**b) Infracción al Artículo 9° del RPAAH, toda vez que Petroperú . incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos**



208. En el presente caso ha quedado acreditado que Petroperú no realizó las acciones de mantenimiento a la tubería de 36" del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su PAMA a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos como el ocurrido el 6 de setiembre del 2012.
209. Respecto a las acciones efectuadas por el administrado a fin de reparar la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano, Petroperú señaló lo siguiente:

*"La primera acción para reparar la tubería era encontrar el punto exacto de la fisura de la tubería, por tal se iniciaron las actividades de excavación, se encontró el lugar donde continuaba saliendo petróleo crudo de la tubería, se retiró el recubrimiento (cinta polietilénica de dos capas), encontrándose una fisura d aproximadamente 18 cm. de longitud y 3 mm de ancho, en la posición horaria de 07:30 horas, las coordenadas leídas con navegador GPS son: E: 815903, N: 9454891.*

*Encontrado el punto de afloramiento de crudo, se procedió a la reparación de la tubería se retiró el recubrimiento protector de la tubería en el área a instalar la camisa, efectuando la limpieza de la misma, (...)*

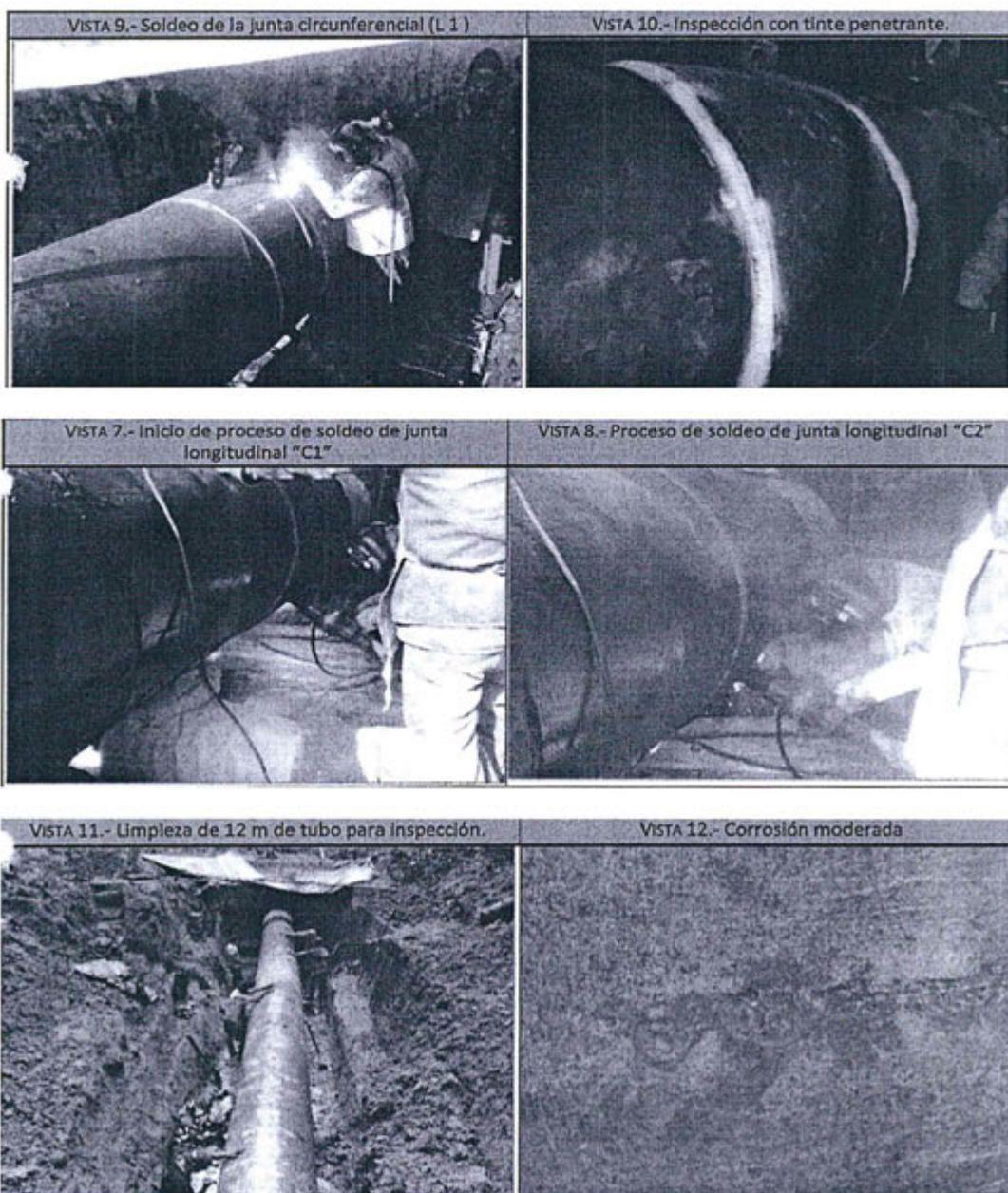
*Se efectuó el soldeo de la camisa instalada bajo supervisión del inspector quien en todo momento verificó la correcta aplicación de la soldadura (...)*



Posteriormente para evitar la repetición del evento, se realizarán las siguientes acciones:

- Descubrir o distensionar 100 m. de tubería del Oleoducto Norperuano en la zona afectada para eliminar sobreesfuerzos.
- Habilitar terrazas o banquetas para estabilizar el talud.
- Canalizar drenajes pluviales. "

210. En cuanto a las acciones de reparación de la tubería Petroperú remitió el Informe de Inspección visual del proyecto "Encamisetado de la tubería de 36", progresiva km 397+300 del Oleoducto Norperuano", en el que se aprecia las acciones efectuadas para reparar la tubería que se rompió el 6 de setiembre del 2012, conforme se aprecia en las siguientes fotografías:





211. Mediante el Proveído N° 4 del 31 de marzo del 2016 se requirió a Petroperú que presente los siguientes documentos:

- a) Estudio geotécnico detallado de estabilidad de taludes y control de erosión en el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano el cual se refirió en el escrito presentado el 26 de octubre del 2012<sup>a</sup> la Dirección de Supervisión del OEFA.
- b) Informe de Análisis de Falla del tramo del Km 397+300 del Oleoducto Norperuano analizado y elaborado por laboratorio acreditado.

212. Al respecto, mediante escrito del 31 de marzo del 2013 Petroperú presentó los siguientes documentos:

- Informe Técnico N° MAN4-142-2016-MAN4-ML-454-206
- Carta GOLE-217-2013/ADOL-175-2013 (Informe Técnico Dpto. Mantenimiento Unidad Mantenimiento de Línea MNOL-148-2013, UMLI-163-2013)
- Informe Técnico Dpto. Mantenimiento Unidad Mantenimiento de Línea MNOL-148-2013, UMLI-163-2013
- Monitoreos topográficos km 397+300 – 2012, 2013, 2014 y 2015
- Informe Inspección ATAC - km 397+300
- Informe Técnico de Falla
- Registro Fotográfico ATAC – km 397+300
- Listado de Movimientos en la Línea E5-E7
- Listado de Movimientos en la Línea E7-E9
- Gráficos de las Áreas con Movimientos en la Línea E5-E7
- Gráficos de las Áreas con Movimientos en la Línea E7-E9



213. De la evaluación de los documentos presentados por el administrado así como de los demás medios probatorios obrantes en el expediente se observa que Petroperú realizó monitoreos topográficos de manera posterior al derrame del 6 de setiembre del 2012 (años 2013, 2014 y 2015), implementó un sistema de drenaje y los 60 metros de tubería que están descubiertas, han evitado que el suelo ejerza presión sobre la tubería enterrada y permitido el reacomodo de la tubería a su posición original; no obstante, cabe señalar que estas acciones sólo garantizan la operatividad y funcionalidad adecuada de la tubería en un futuro.



214. No obstante, de la revisión de los documentos que obran en el expediente se advierte que el administrado no ha acreditado contar con estudios de identificación de riesgos o puntos críticos en el tramo donde ocurrió la rotura (ámbito del KM 397+300), de tal manera que evidencie haber tomado las acciones preventivas correspondientes para evitar que ocurran derrames sobre la base de los estudios previamente efectuados.

215. En consecuencia, esta Dirección considera que respecto a las conductas infractoras N° 1 y 2 corresponde ordenar la siguiente medida correctiva de adecuación ambiental:



Conductas infractoras	Medidas correctivas		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
<p>El 6 de setiembre de 2012 ocurrió un derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano operado por la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A.</p>	<p>Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar lo siguiente:</p> <p>(i) La ejecución de las acciones de limpieza y rehabilitación en los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados por el derrame de petróleo crudo residual del 6 de setiembre del 2012, detallando el estado actual de dicha área.</p> <p>(ii) La identificación de los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano.</p> <p>(iii) La determinación del estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos provocados por esfuerzos de flexión en el período comprendido entre los años 2012 y 2015.</p>	<p>En un plazo no menor de treinta (30) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución.</p>	<p>En un plazo de diez (10) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental adjunte los siguientes documentos:</p> <p>(i) Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 que muestre el estado actual de los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados, precisando las acciones de limpieza y rehabilitación que se habrían ejecutado, así como los resultados del monitoreo de calidad de suelos realizados en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.</p> <p>(ii) Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 en el que se identifiquen los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano y se detallen las medidas preventivas que se tomarían en dichos puntos para prevenir la ocurrencia de derrames de petróleo crudo.</p> <p>(iii) Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 en el que se muestre el estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito del kilómetro 397+300 del</p>
<p>Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.</p>			





			Tramo II del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos provocados por esfuerzos de flexión en el periodo comprendido entre los años 2012 y 2015.
--	--	--	--

216. Dicha medida correctiva tiene como finalidad que el administrado acredite que los suelos afectados producto del derrame de petróleo crudo en el kilómetro 397+300 han sido rehabilitados de manera adecuada, de tal manera que estos se encuentren libre de contaminantes; así como también que esta efectuado las acciones preventivas ante la ocurrencia de futuros derrames de petróleo crudo en el Tramo II del Oleoducto Norperuano.

217. A efectos de fijar plazos razonables del cumplimiento de la medida correctiva, en el presente caso se ha tomado como referencia el plazo considerado en materia de contrataciones relacionadas con la elaboración de informes técnicos que implican un análisis de información. En dichos casos, se considera un plazo de treinta (30) días calendario (equivalente a 23 días hábiles)<sup>209</sup> para el análisis de la información.

En tal sentido, se ha considerado un tiempo razonable de treinta (30) días hábiles, plazo superior al arriba señalado, como tiempo que el administrado demorará en realizar la planificación, programación, contratación del personal que se encargue de reunir la información para elaborar el Informe técnico donde deberá detallar la siguiente información:

- El estado actual de los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados, precisando las acciones de rehabilitación que hubiera implementado.
- Reconocimiento de los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano.
- El estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito de la progresiva km 397+300 del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" de diámetro del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos e incremento/reducción provocados por esfuerzos de flexión.



209

PROGRAMA DE ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO-PACC Términos de Referencia para la contratación de servicios de consultoría

**"2. OBJETIVO DE LA CONSULTORIA**

Procesar, consolidar y analizar la información levantada en las zonas de estudio (Valle sagrado, distrito de Marangani y microcuenca de Huacrahuacho en la región Cusco y Valle de Pachachaca, Valle del Chumbao y microcuenca de Mollebamba en la región Apurímac); efectuar el análisis edáfico de las zonas en estudio y la evaluación agronómica de los cultivos seleccionados."

De acuerdo con estos términos de referencia, el consultor deberá presentar un informe técnico de análisis de información por mes.

Disponible en: [http://www.senamhi.gob.pe/pdf/trans/1\\_1\\_TDR\\_AGRONOMO.pdf](http://www.senamhi.gob.pe/pdf/trans/1_1_TDR_AGRONOMO.pdf)

COTIZACION DE SERVICIOS – EPS GRAU S.A. Contratación de servicio para la elaboración de informe técnico de cálculo de agua no facturada en el año 2014 en la EPS GRAU S.A.

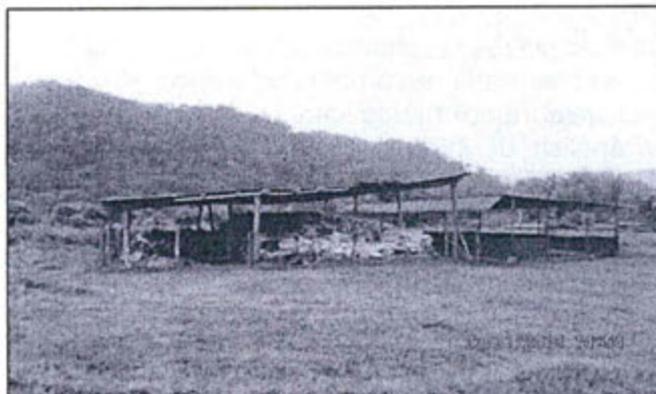
**"PLAZO DE SERVICIO: El tiempo de ejecución del servicio será de 30 (treinta) días calendario, contados desde la firma del contrato o la emisión de la orden de servicio, lo que ocurra primero. El ejecutor, deberá asegurar el cumplimiento del plazo."**

Disponible en: <http://www.epsgrau.com.pe/archivos/3726.pdf>



- c) **Infracción al Artículo 48° del RPAAH, en concordancia con el Artículo 39° del RLGRS toda vez que Petroperú dispuso los residuos sólidos peligrosos retirados del área donde se produjo el derrame de crudo residual en la Estación de Bombeo 06, en terreno abierto, a la intemperie, sin rotulado, a granel si su correspondiente contenedor y en suelo no impermeabilizado**

218. Petroperú en su escrito de descargos presentó tres (3) vistas fotográficas (de fecha 23 de enero de 2013) en las que se observa que los residuos sólidos peligrosos detectados durante la visita de supervisión especial (tierra contaminada con hidrocarburos) fueron posteriormente acondicionados en sacos blancos, y almacenados dentro de un almacén intermedio, el cual cuenta con techo y piso impermeabilizado (geomembrana), conforme se observa en las siguientes fotografías:





219. Asimismo, el administrado remitió los cargos de presentación manifiestos de residuos sólidos peligrosos, de los cuales se verifica la disposición final estos residuos por una Empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos (EPS-RS), de esta forma, los manifiestos acreditan que el administrado realizó una adecuada disposición final de los residuos generados.
220. En ese sentido, se concluye que Petroperú subsanó la infracción acreditada; por lo que no corresponde el dictado de medida correctiva, de acuerdo a lo señalado en el Numeral 2.2 del Artículo 2° 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 mediante Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.
221. Finalmente, es importante señalar que de acuerdo al segundo párrafo del Numeral 2.2. del Artículo 2° de las Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, en caso los extremos que declaran la existencia de responsabilidad administrativa adquieran firmeza, serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia del administrado, sin perjuicio de su inscripción en el RAA.

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 el 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 existencia de responsabilidad administrativa de Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa
1	El 6 de setiembre de 2012 ocurrió un derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano operado por la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A.	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.	Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. dispuso los residuos sólidos peligrosos retirados del área donde se produjo el derrame de crudo residual en la Estación de Bombeo 6, en terreno abierto, a la intemperie, sin rotulado, a granel si su correspondiente contenedor y en suelo no impermeabilizado.	Artículo 38° y 39° de Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-EM.

**Artículo 2°.-** Ordenar a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. como medida correctiva que cumpla con lo siguiente:



Conductas infractoras	Medidas correctivas		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
<p>El 6 de setiembre de 2012 ocurrió un derrame de petróleo en la progresiva km 397+300 de Oleoducto Norperuano operado por la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A.</p>	<p>Petróleos del Perú – Petroperú S.A. deberá acreditar lo siguiente:</p> <p>(iv) La ejecución de las acciones de limpieza y rehabilitación en los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados por el derrame de petróleo crudo residual del 6 de setiembre del 2012, detallando el estado actual de dicha área.</p> <p>(v) La identificación de los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano.</p> <p>(vi) La determinación del estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos provocados por esfuerzos de flexión en el periodo comprendido entre los años 2012 y 2015.</p>	<p>En un plazo no menor de treinta (30) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución.</p>	<p>En un plazo de diez (10) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental adjunte los siguientes documentos:</p> <p>(i) Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 que muestre el estado actual de los mil doscientos (1 200) m<sup>2</sup> de suelos afectados, precisando las acciones de limpieza y rehabilitación que se habrían ejecutado, así como los resultados del monitoreo de calidad de suelos realizados en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano.</p> <p>(ii) Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 en el que se identifiquen los puntos críticos o zonas de ocurrencia de posibles deslizamientos de suelos en el Tramo II del Oleoducto Norperuano y se detallen las medidas preventivas que se tomarían en dichos puntos para prevenir</p>
<p>Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo donde se ubica el kilómetro 397+300 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.</p>			





			<p>la ocurrencia de derrames de petróleo crudo.</p> <p>(iii) Un informe técnico acompañado de medios visuales (fotografías y/o videos) de fecha cierta y con coordenadas UTM WGS 84 en el que se muestre el estado actual de la estabilidad de los suelos en el ámbito del kilómetro 397+300 del Tramo II del Oleoducto Norperuano, indicando si la tubería de 36" del Tramo II del Oleoducto Norperuano ha sufrido movimientos provocados por esfuerzos de flexión en el periodo comprendido entre los años 2012 y 2015.</p>
--	--	--	---

**Artículo 3°.-** Informar a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. que las medidas correctivas ordenadas por la autoridad administrativa suspenden el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de las medidas correctivas. Caso contrario, el referido procedimiento se reanuda quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva, conforme a lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece las Medidas Tributarias, Simplificación de Procedimientos y Permisos para la Promoción y Dinamización de la Inversión en el País.

**Artículo 4°.-** Informar a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A., que el cumplimiento de las medidas correctivas ordenadas serán verificadas en el procedimiento de ejecución que iniciará la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos considerando la modalidad y los plazos otorgados para efectuar el referido cumplimiento. En ese sentido, se deberá poner en conocimiento de esta Dirección el cumplimiento de dicha medida.

**Artículo 5°.-** Informar a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. que contra lo resuelto en 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 Organismo de Evaluación y



Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la 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, los extremos que declaran la responsabilidad administrativa serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo 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 mediante Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.



Regístrese y comuníquese

  
.....  
**Elliot Gianfrancó Mejía Trujillo**  
Director de Fiscalización, Sanción y  
Aplicación de Incentivos  
Organismo de Evaluación y  
Fiscalización Ambiental - OEFA