



**EXPEDIENTE N°** : 1297-2014-OEFA/DFSAI/PAS  
**ADMINISTRADO** : PETROLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERÚ S.A.  
**UNIDAD AMBIENTAL** : OLEODUCTO NORPERUANO  
**UBICACIÓN** : DISTRITO DE URARINAS, MANSERICHE Y ANDOAS,  
PROVINCIA DE DATEM DEL MARAÑÓN Y  
DEPARTAMENTO DE LORETO  
**SECTOR** : HIDROCARBURO LÍQUIDOS  
**MATERIA** : INCUMPLIMIENTO DEL PAMA  
REMISIÓN DE INFORMACIÓN INEXACTA  
MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS  
SÓLIDOS  
PRESENTACIÓN DEL INFORME PRELIMINAR DE  
DERRAME  
ARCHIVOS  
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 a la línea de 24" de diámetro de la Estación N° 1 – Saramuro 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) *Haber almacenado residuos sólidos peligrosos en terrenos abiertos 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 el Artículo 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. como medida correctiva que cumpla con lo siguiente:

*En un plazo no mayor de cuarenta (40) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con acreditar el total confinamiento del petróleo crudo derramado y la limpieza de la zona donde se originó el derrame (zanja) correspondiente a la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.*

*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 remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe que adjunte fotografías debidamente fechadas y con coordenadas UTM WGS84 u otros documentos que acrediten el total confinamiento del petróleo crudo*



derramado y la limpieza de la zona donde se originó el derrame (zanja y áreas adyacentes) correspondiente a la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

- (ii) En un plazo no mayor de ciento sesenta y tres (163) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con acreditar el cierre de la zanja después del cambio de la tubería donde se originó el derrame de petróleo crudo, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas; y, con resultados de calidad de suelos, acreditar la remediación de la zona afectada con hidrocarburos en la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.

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 remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe que adjunte fotografías debidamente fechadas y con coordenadas UTM WGS84 u otros un informe que adjunte documentos (contratos, ordenes de servicio y/u otros) y registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84 que acrediten el cierre de la zanja después del cambio de la tubería donde se originó el derrame de petróleo crudo; asimismo, que adjunte los resultados de calidad de suelos (adjuntar informes de ensayo realizado por un laboratorio acreditado) que acrediten la remediación total del área afectada.

- (iii) En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con acreditar que la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano cuenta con instalaciones de almacenamiento temporal de residuos sólidos, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

Para acreditar el cumplimiento de la mencionada 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 – OEFA dentro del mencionado plazo un informe que adjunte un plano de ubicación y registros fotográficos fechados y con coordenadas UTM WGS84 de las instalaciones de almacenamiento temporal de residuos sólidos que cumplan lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

Finalmente, se dispone la inscripción en el Registro de Actos Administrativos (RAA) 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, 1 de abril 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 26 de diciembre del 2011 se produjo un derrame de petróleo crudo en la Línea B de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, operada por Petroperú, ubicada en los distritos de Urarinas, Manseriche y Andoas, provincia Datem del Marañón, departamento de Loreto.
3. El 27 de diciembre del 2011 Petroperú remitió al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en lo sucesivo, OSINERGMIN) el Informe Preliminar de Siniestros USIPA-004-2011, informando sobre la ocurrencia del mencionado derrame.
4. En ese sentido, con el fin de verificar las acciones adoptadas por Petroperú, el 4 de enero 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 petróleo crudo en la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano operado por Petroperú.



Los resultados de la referida visita de supervisión fueron recogidos en el Acta de Apertura de Supervisión S/N y analizados en el Informe de Supervisión N° 001-2012-OEFA/OD-LORETO del 6 de enero del 2012 (en lo sucesivo, Informe de Supervisión Loreto). Del mismo modo, dichos hallazgos fueron analizados por la Dirección de Supervisión en el Informe Técnico N° 148-2012-OEFA/DS del 15 de febrero del 2012 (en lo sucesivo, Informe de Supervisión).

6. Posteriormente, el 9 de enero del 2012 Petroperú remitió al OEFA el Informe Final de Emergencias Ambientales, en el cual indicó que el derrame de petróleo crudo se originó debido al cierre de la válvula V24 correspondiente a la tubería de ingreso del petróleo crudo proveniente de la Batería 1 de Trompeteros operada por Pluspetrol Norte S.A. durante la recepción del petróleo crudo al tanque 1D4 de la Estación 1 – Saramuro, operado por Petroperú.



Mediante la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA/DFSAI/SDI, emitida el 24 de julio de 2014<sup>1</sup> y notificada el 25 de julio de 2014<sup>2</sup>, la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA (en lo sucesivo, la Subdirección) inició el presente procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú, imputándole a título de cargo lo siguiente<sup>3</sup>:

<sup>1</sup> Folios del 136 al 142 del Expediente.

<sup>2</sup> Folios 143 y 144 del Expediente.

<sup>3</sup> Cabe precisar que mediante la Resolución Subdirectoral N° 00012-2016-OEFA/DFSAI/SDI emitida el 6 de enero y notificada el 13 de enero del 2016, la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA varió la imputación de cargos efectuada mediante la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA-DFSAI/SDI.



N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa	Norma que tipifica la eventual sanción	Eventual sanción (UIT)
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro 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 de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.	Hasta 10,000 UIT
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. habría remitido información inexacta respecto del volumen de crudo derramado en el incidente ocurrido el 26 de diciembre de 2011.	Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Hasta 50 UIT
3	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no habría realizado una adecuada impermeabilización del área estanca de los tanques de almacenamiento de crudo.	Literal c) del Artículo 43° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 3.12.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Hasta 3,500 UIT
4	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. habría realizado un inadecuado almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos, al almacenar tierra impregnada con hidrocarburo en terrenos abiertos y sobre suelo natural.	Artículo 48° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el Artículo 39° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.	Numeral 3.8.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.	Hasta 3,000 UIT
5	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no habría remitido el Informe Preliminar del derrame ocurrido el 26 de diciembre de 2011 al OEFA dentro del plazo de 24 horas.	Artículo 6° de la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, mediante la cual se aprueba el Procedimiento para el Reporte y Estadística en materia de emergencias y enfermedades	Numeral 1.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus	Hasta 35 UIT





		profesionales en las Actividades del Subsector de Hidrocarburos.	modificadorias.	
--	--	---------------------------------------------------------------------------	-----------------	--

8. Asimismo, cabe precisar que a través de la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA/DFSAI/SDI notificada el 25 de julio de 2014, la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA requirió a Petroperú que en un plazo de diez (10) días hábiles cumpla con presentar lo siguiente:
- (i) Informe de monitoreo de suelos de la zona afectada por el derrame de hidrocarburos ocurrido el 26 de diciembre del 2011.
  - (ii) Informe de monitoreo de la calidad de las aguas subterráneas de la zona afectada por el derrame de hidrocarburos ocurrido el 26 de diciembre del 2011.
9. El 12 de agosto del 2014 en cumplimiento con el requerimiento efectuando por la Subdirección, Petroperú remitió el Informe de Análisis fisicoquímico N° AFQ-002-12-PCI emitido del 22 de febrero del 2012 por el Consorcio Penning S.A.C. Ambiental Perú S.A.C.
10. Mediante los escritos con registro N° 034005 del 19 de agosto del 2014 y N° 11345 del 4 de febrero del 2016, Petroperú presentó sus descargos al procedimiento administrativo sancionador, señalando lo siguiente:

#### A) CUESTIONES PROCESALES

(i) **Primera cuestión procesal: El transcurso del plazo legal de ciento ochenta (180) días hábiles para resolver el procedimiento administrativo sancionador**

- El presente procedimiento administrativo sancionador fue iniciado mediante la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA/DFSAI/SDI, la misma que fue notificada el 25 de julio del 2014. A la fecha ya han transcurrido más de ciento ochenta (180) días hábiles para resolver el procedimiento, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 11° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador<sup>4</sup> (en lo sucesivo, TUO del RPAS) y el Numeral 2 del Artículo 131° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en lo sucesivo, LPAG)<sup>5</sup>.



<sup>4</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 11°.- Inicio y plazo del procedimiento administrativo sancionador

(...)

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

<sup>5</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

"Artículo 131°.- Obligatoriedad de plazos y términos

(...)

131.2 Toda autoridad debe cumplir con los términos y plazos a su cargo, así como supervisar que los subalternos cumplan con los propios de su nivel."



- En el presente caso, el OEFA ha perdido la facultad para perseguir las presuntas infracciones administrativas imputadas, vulnerándose los principios de legalidad, impulso de oficio y celeridad de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3° del TUO del RPAS<sup>6</sup>, en concordancia con el Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG, al haber transcurrido en exceso el plazo establecido para resolver el presente caso.
- (ii) **Segunda cuestión procesal: Nulidad de la Resolución Subdirectoral N° 00012-2016-OEFA/DFSAI/SDI debido a que carece de sustento normativo**
  - En la Resolución Subdirectoral N° 0012-2016-OEFA/DFSAI/SDI notificada el 13 de enero del 2016 carece de sustento normativo en tanto que no cumple los supuestos establecidos en el Artículo 14° del TUO del RPAS, debido a que solo se ha efectuado la precisión de los hechos expuestos en la imputación de cargos inicialmente notificada, y no la interpretación diferente de la norma aplicable conforme a lo establecido en dicho dispositivo legal. En ese sentido se vulnera el principio de legalidad establecido en la LPAG<sup>7</sup>.
- (iii) **Tercera cuestión procesal: Si se vulneró el principio del *non bis in idem* establecido en la LPAG respecto de hecho imputado N° 3**
  - Mediante la Resolución Subdirectoral N° 576-2013-OEFA/DFSAI/SDI del 15 de julio del 2013 se inició un procedimiento administrativo sancionador por no impermeabilizar el área estanca del almacenamiento de hidrocarburos correspondiente a la Estación 1 - Saramuro, el mismo que fue resuelto mediante la Resolución Directoral N° 418-2013-OEFA/DFSAI del 13 de setiembre del 2009 (Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS). A efectos de sustentar lo indicado, adjunta copia de la Resolución Subdirectoral N° 576-2013-OEFA/DFSAI/SDI y la Resolución Directoral N° 418-2013-OEFA/DFSAI.
  - El procedimiento administrativo sancionador seguido en el Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS fue resuelto por el Tribunal de Fiscalización del OEFA a través de la Resolución N° 045-2015-OEFA/TFA-SEE.



<sup>6</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>7</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."



- En ese sentido, se vulneró el *principio non bis In idem* previsto en el Numeral 10 del Artículo 230° de la LPAG<sup>8</sup>, en la medida que en ambos procedimientos administrativos sancionadores se presenta la triple identidad: sujeto, hecho y fundamento.

## B) HECHOS IMPUTADOS

### (i) Hecho imputado N° 1: Petroperú no habría realizado el mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación N° 1 del Oleoducto Norperuano

- Se cuenta con un programa de mantenimiento predictivo y preventivo. Las tuberías correspondientes a la Estación N° 1 del Oleoducto Norperuano tienen un sistema de protección de corrosión externa e interna.
- Para la protección externa las tuberías del Oleoducto Norperuano cuentan desde su instalación con un primer sistema de protección consistente en una cinta elastomérica de marca Polyken, y como segundo sistema de protección cuentan con protección catódica por corriente (30 puntos), suministrada por cuatro (4) transformadores rectificadores de la marca Good All°. El área de Unidad Mantenimiento Equipo Estaciones realiza el mantenimiento del sistema de protección catódica a través del monitoreo de los potenciales de cada uno de los treinta (30) puntos de protección catódica existentes. Para acreditar lo indicado adjunta Plano de Distribución de la Estación N° 1 (Anexo 1 del escrito de descargos).
- De acuerdo al registro de los valores de potencial tomados en los últimos diez (10) años en la tubería del Oleoducto Norperuano de la Estación 1, se acredita que la misma se encuentra protegida, conforme al estado del niple retirado de la línea siniestrada. A efectos de sustentar lo indicado, adjunta el Registro de Protección Catódica - Estación 1 y un registro fotográfico del niple retirado.
- Para la protección interna se cuenta con un "Programa de Bombeo" mediante el cual se ejecuta la inyección de inhibidores de corrosión y biocidas, los mismos que al ser transferidos a través de la red de ductos (tuberías) de la Estación N° 1 genera la protección de las mismas en tanto que dichos inhibidores y biocidas se quedan estancos dichas tuberías.
- En el año 2011 la empresa Servicorrosión E.I.R.L. se encargó de la ejecución del programa de bombeo. Para acreditar lo indicado adjunta la Orden de Trabajo a Terceros del periodo 1 de julio del 2011 al 1 de julio del 2012



<sup>8</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.

(...)"

<sup>9</sup> Asimismo, Petroperú agrega en su escrito de descargos que de acuerdo a lo establecido en la Norma NACE RP169-2007 una tubería se encuentra protegida cuando los potenciales de protección catódica se encuentran en un rango de -0.850 a -1.250mV.



- Los resultados de la ejecución del programa de bombeo acreditan que la tubería se encontraba protegida ya que el porcentaje de bacterias sulfato reductoras se encontraba entre  $10^2$  y  $10^4$  de colonias por mililitro (col/ml); es decir, dentro del estándar establecido en el Estándar SI-230-015. Para sustentar sus afirmaciones adjunta los siguientes documentos: (i) Análisis Químico Diciembre 2011 – Servicio de Monitoreo de la Corrosión Interna Diciembre 2011 y (ii) Programa de Tratamiento Anticorrosivo para el Periodo Diciembre 2009 – Diciembre 2011.
- Según Norma ASME 31G – 2009, las tuberías que presentan menor del 10% de corrosión pueden continuar en operación sin necesidad de cambiarlas o reemplazarlas, pero si la corrosión se encuentra entre el 10% y 80% se procede a calcular el esfuerzo remanente de la tubería para poder establecer si es necesario o no el cambio o reparación. Por lo que, del cálculo del remanente de la tubería de 24" de diámetro, de acuerdo a la Norma ASME B31G, indican que esta se encuentra en buenas condiciones.
- Finalmente, Petroperú señala que mantiene un programa anual de mantenimiento de tuberías que se remite al OSINERGMIN en el mes de noviembre de cada año, asimismo, el avance de los mismos en el mes de marzo del año siguiente. A efectos de acreditar ello, adjunta el Plan Maestro de Mantenimiento del año 2011.

(ii) **Hecho imputado N° 2: Petroperú habría remitido información inexacta respecto del crudo derramado en el incidente del 26 de diciembre de 2011**



- La diferencia de ciento cinco (105) barriles de petróleo crudo existente entre el volumen transferido (4,031 barriles) y el volumen recibido (3,926 barriles), corresponde al reporte oficial del día del derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011. Dicha diferencia de petróleo crudo corresponde a una situación puntual debido al bombeo desde la Batería de Trompeteros, operada por Pluspetrol Norte S.A. y la recepción en la Estación N° 1 a través de la Línea B del Oleoducto Norperuano cuya longitud es de 108 kilómetros.
- Estas diferencias existentes entre la cantidad de petróleo crudo transferido y recepcionado se pueden presentar de forma distinta y aleatoria debido a las siguientes consideraciones: (i) influencia de parámetros tales como temperatura, evaporación, entre otros, (ii) diferencias de condiciones horarias entre la hora del despacho y recepción, (iii) la toma de registro de datos de medición de tanque de petróleo crudo con *wincha*; y, (iv) las diferencias de *batch* y calidad de petróleo crudo.
- En ese sentido, la diferencia de ciento cinco (105) barriles producido el 26 de diciembre de 2011 no significa que sea la cantidad del petróleo crudo derramado el día del incidente. A efectos de sustentar lo indicado, adjunta lo siguiente: (i) Diagrama a de control de *batch* establecido en la Línea B del 27.12.2011, (ii) Movimientos de Crudo de Trompeteros hacia Estación 1, y, (iii) Merma o diferencia de las actividades de bombeo en las Estaciones del Oleoducto Norperuano.







- Ratifica que el volumen de petróleo crudo derramado el 26 de diciembre del 2011 corresponde a cinco (5) barriles<sup>10</sup>. Dicho volumen no pudo ser recuperado en tanto que se impregnó en el suelo del área afectada, los mismos que fueron removidos al área de almacenamiento temporal de residuos sólidos peligrosos.
- (iii) **Hecho imputado N° 3: Petroperú no habría realizado una adecuada impermeabilización del área estanca de los tanques del almacenamiento de petróleo crudo de la Estación N° 1**
- El coeficiente de permeabilidad de un suelo es función de diversos factores entre los cuales se tiene la estructura del suelo, estratificado del terreno, el grado de saturación, índice de vacíos, viscosidad del fluido, entre otros. La permeabilidad de los suelos existentes en el área estanca de la Estación 1 del Oleoducto Norperuano varían entre  $3.88 \times 10^{-5}$  y  $1.81 \times 10^{-5}$  m/s pero si se considera que el fluido que circula a través del suelo en caso se produzca un derrame de petróleo, la permeabilidad oscila entre  $6.16 \times 10^{-7}$  y  $2.87 \times 10^{-7}$  m/s (crudo Loreto) y  $5.92 \times 10^{-8}$  y  $2.76 \times 10^{-8}$  (Crudo Piraña).
  - El RPAAH fue derogado por el Decreto Supremo N° 039-2014-EM, el mismo que señala que para el manejo y almacenamiento de hidrocarburos deberá cumplirse con lo establecido en el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 052-93-EM, que indica que las áreas estancas de seguridad estarán formadas por diques estancos sobre un suelo impermeable.
- (iv) **Hecho imputado N° 4: Petroperú habría realizado un inadecuado almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos**
- Luego de la visita de supervisión del 4 de enero del 2012 y una vez detectada la limitación de capacidad de su almacén realizó la disposición de los sacos con tierra contaminada en el Almacén Temporal de Residuos Sólidos Peligrosos correspondiente a la Estación 1 - Saramuro. Posteriormente, agrega que contrató a la Empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos (en lo sucesivo, EPS-RS) Grenn Care del Perú, a efectos de que realice la recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos peligrosos correspondientes al periodo de agosto del 2013 hasta abril del 2014. Para sustentar sus afirmaciones adjunta un registro fotográfico y Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos del servicio de recolección, transporte y disposición final de los residuos sólidos generados en las Estaciones 1, 5, 6, 7, 8, 9 y Terminal Bayovar.
  - Finalmente, se encuentra en proceso de estudio de mercado para la contratación del servicio de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos peligrosos de una nueva EPS-RS. Para sustentar lo indicado, adjunta el documento Propuesta Técnica Económica 244/14 Servicio de Transporte y Disposición Final de tierra contaminada con hidrocarburos Estación 1 - Saramuro (Julio 2014).



<sup>10</sup> Petroperú precisa que el cálculo de los cinco (5) barriles de petróleo crudo derramado el día del derrame 26 de diciembre del 2011 fue calculado de acuerdo a su experiencia, considerando el área afectada y grado de mezcla de petróleo crudo con la tierra.



(v) **Hecho imputado N° 5: Petroperú no habría remitido el Informe Preliminar del derrame ocurrido el 26 de diciembre de 2011 al OEFA dentro del plazo de 24 horas**

- El Informe Preliminar de Siniestro N° USIPA-004-2011 fue remitido al OSINERGMIN el 27 de diciembre del 2011; es decir, dentro de las veinticuatro (24) horas del día del derrame de petróleo crudo (26 de diciembre del 2011). Dicho documento no fue remitido al OEFA por cuanto, al momento de la ocurrencia del derrame, no contaba con un procedimiento de reporte de emergencias ambientales. Para sustentar lo indicado, adjunta copia de la Carta N° ADOL-USIPA-377-2011 presentada al OSINERGMIN el 27 de diciembre del 2011 adjuntando el Informe Preliminar de Siniestros.
- Petroperú tenía la obligación de remitir los reportes de emergencias ambientales al OEFA a partir del 25 de abril del 2014, es decir, al día siguiente de la entrada en vigencia del Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las Actividades bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD.
- Sin perjuicio de lo indicado, el 4 de enero del 2012 mediante correo electrónico informó al OEFA sobre la ocurrencia del derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre de 2011, debido a que no se tenía la precisión del cambio de funciones del OSINERGMIN al OEFA. Para sustentar sus afirmaciones, adjunta copia del correo electrónico con fecha 4 de enero del 2012.



11. Cabe precisar que mediante escrito presentado el 3 de julio del 2015, Petroperú solicitó que se le conceda una Audiencia de Informe Oral para el uso de la palabra. Así, mediante los Proveído N° 2 y 3 notificados el 12 y 17 de febrero del 2016, respectivamente, se citó a dicha empresa a la audiencia de informe oral para el día viernes 26 de febrero del 2016. Cabe precisar que mediante el mencionado Proveído N° 3 se modificó la sede para la realización de la audiencia de informe oral.



12. No obstante, mediante el Proveído N° 4 notificado a Petroperú el día 26 de febrero del 2016 se le informó que por motivos de fuerza mayor, la audiencia de informe oral sería reprogramada para el día miércoles 16 de marzo del 2016.
13. El 9 de marzo del 2016, Petroperú presentó el escrito con registro N° 018816 señalando que debido a los sucesos de derrames de petróleo crudo ocurridos en el Oleoducto Norperuano debían acudir a las zonas del derrame por lo que no contaban con personal suficiente para asistir al informe de audiencia oral programado, por lo que solicitaron la reprogramación del mismo.
14. Así, en atención a lo solicitado por el administrado mediante Proveído N° 5 notificado el 16 de marzo del 2016 se resolvió dejar sin efecto la audiencia de informe oral programada para el día miércoles 16 de marzo del 2016, informándole que la nueva fecha y la hora de la audiencia de informe oral sería



comunicado posteriormente, de conformidad con lo establecido en el Numeral 17.1 del Artículo 17° del TUO del RPAS<sup>11</sup>.

15. Posteriormente, mediante el Proveído N° 6 notificado el 22 de marzo del 2016 se citó a Petroperú a la audiencia de informe oral para el día miércoles 30 de marzo del 2016.
16. En tal sentido, el 28 de marzo del 2016 Petroperú presentó el escrito con registro N° 022710 acreditando como representantes de su empresa a los señores Manuel Hipólito Asmat Asmat, Enrique Antonio Paiva Venero y Sonia Mercedes Sandoval Peralta.
17. Durante la audiencia de informe oral llevada a cabo el 26 de febrero del 2016 con relación a los hechos imputados N° 1, 2, 3, 4 y 5 reiteró los mismos descargos señalados durante sus escritos de descargos del 12 de agosto del 2014 y 4 febrero del 2016 y agregó lo siguiente:

(i) El OEFA realizó la 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 del OSINERGMIN, aprobada por la Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias, debiendo aplicar la tipificación aprobada por el OEFA, de acuerdo a las Reglas Generales sobre el ejercicio de la potestad sancionadora del OEFA, aprobadas por la Resolución de Consejo Directivo N° 038-2013-OEFA/CD.

(ii) El OEFA vulneró el principio de tipicidad establecido en la LPAG<sup>12</sup> debido a que, con relación al hecho imputado N° 1 detectado en la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, se imputó un compromiso relacionado para válvulas con cruces de ríos contenido en 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.

## II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

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

<sup>11</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/PCD

"17.1 La Autoridad Decisora podrá de oficio o a solicitud de parte, citar a audiencia de informe oral con no menos de tres (3) días hábiles de anticipación. Dicha audiencia se realizará dentro del horario de atención del administrado."

<sup>12</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."



- (i) Primera cuestión procesal: Si el OEFA perdió la facultad para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador en tanto que excedió el plazo legal de los ciento ochenta (180) días.
- (ii) Segunda cuestión procesal: Si corresponde declarar la nulidad de la Resolución Subdirectoral N° 00012-2016-OEFA/DFSAI/SDI que realizó la variación de la imputación de cargos del presente procedimiento administrativo sancionador.
- (iii) Tercera cuestión procesal: Si existe vulneración al principio de *non bis in idem* respecto del hecho imputado N° 3.
- (iv) Cuarta cuestión procesal: Si se realizó una aplicación indebida de la norma que tipifica la eventual sanción de los hechos materia de análisis.
- (v) Quinta cuestión procesal: Si se vulneró el principio de tipicidad establecido en la LPAG al haber imputado un compromiso establecido en 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.
- (vi) Primera cuestión en discusión: Si Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.
- (vii) Segunda cuestión en discusión: Si Petroperú presentó información inexacta respecto del volumen de petróleo crudo derramado el 26 de diciembre del 2011.
- (viii) Tercera cuestión en discusión: Si Petroperú realizó un adecuado manejo y almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos.
- (ix) Cuarta cuestión en discusión: Si Petroperú presentó al OEFA el Informe Preliminar de Emergencias dentro del plazo legal establecido.
- (x) Quinta cuestión en discusión si corresponde ordenar medidas correctivas a Petroperú.



### III. CUESTIÓN PREVIA

#### III.1 Normas procedimentales aplicables al procedimiento administrativo sancionador. Aplicación de la Ley N° 30230, Ley para la promoción de la inversión, la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD y la Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD

19. 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), 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.



20. En efecto, el Artículo 19° de la Ley N° 30230 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<sup>13</sup>.
21. Al respecto, las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador son distinta a los supuestos establecidos en los Literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, pues de la imputación no se aprecia un presunto daño real a la salud o vida de las personas, que se haya desarrollado actividades sin certificación ambiental o reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de las "Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230", aprobadas mediante Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en lo sucesivo, 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.
22. En tal sentido, en el presente procedimiento administrativo sancionador corresponde aplicar las disposiciones contenidas en la Ley N° 30230 y en las Normas Reglamentarias aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD<sup>14</sup>.



<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:*

- a) *Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.*
- b) *Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.*
- c) *Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un período de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción".*

<sup>14</sup> Lo indicado se encuentra conforme a lo establecido en la Única Disposición Complementaria Transitoria del Artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 017-2015-OEFA/CD publicada el 27 de marzo del 2015, que modifica el RPAS del OEFA, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 012-2012-OEFA/CD.



#### IV. CUESTIONES PROCESALES

##### IV.1. Primera cuestión procesal: Si el OEFA perdió la facultad para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador en tanto que excedió el plazo legal de los ciento ochenta (180) días hábiles

23. En su escrito de descargos del 4 de febrero del 2016, Petroperú señala que el presente procedimiento administrativo sancionador fue iniciado mediante la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA/DFSAI/SDI el 25 de julio del 2014. A la fecha de presentación de sus descargos del 4 de febrero del 2016 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<sup>15</sup> y el Numeral 2 del Artículo 131° de la LPAG<sup>16</sup>. 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. Del mismo modo, Petroperú agrega que el OEFA ha 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>17</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>18</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.



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 11°.- Inicio y plazo del procedimiento administrativo sancionador

(...)

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

<sup>15</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

"Artículo 131°.- Obligatoriedad de plazos y términos

(...)

131.2 Toda autoridad debe cumplir con los términos y plazos a su cargo, así como supervisar que los subalternos cumplan con los propios de su nivel."

<sup>17</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>18</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.



26. Sobre el particular, en la sentencia recaída en el Expediente N° 3778-2004-AA/TC<sup>19</sup> sobre la falta de cumplimiento de los plazos máximos de un proceso y 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. (...)

(El subrayado ha sido agregado).

27. Como puede apreciarse, 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. En adición a lo anterior, el mismo Artículo 131° del LPAG<sup>20</sup> citado por el administrado señala expresamente que los plazos obligan a la administración sin necesidad de apremio. Así, cabe señalar que en el presente procedimiento se han analizado cinco (5) hechos imputados, dentro de los cuales se han revisado detalladamente documentos técnicos referidos a la ocurrencia del derrame de petróleo crudo ocurrido el 26 de diciembre del 2011; así como, documentos relacionados con el mantenimiento de la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro 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. A mayor abundamiento, el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA mediante la Resolución N° 032-2015-OEFA/TFA que 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) señaló 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

<sup>19</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> [Consulta realizada el 28 de marzo del 2016].

<sup>20</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."



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)

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 corresponde declarar la nulidad de la Resolución Subdirectoral N° 00012-2016-OEFA/DFSAI/SDI que realizó la variación de la imputación de cargos del presente procedimiento administrativo sancionador**

32. En su escrito de descargos del 4 de febrero del 2016, Petroperú señala que la Resolución Subdirectoral N° 0012-2016-OEFA/DFSAI/SDI notificada el 13 de enero del 2016 no cumple los supuestos establecidos en el Artículo 14° del TUO del RPAS<sup>21</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>22</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>23</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>22</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>23</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:

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

4.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.

(...)"





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 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° 0012-2016-OEFA/DFSAI/SDI se otorgó a Petroperú el plazo de veinte (20) días hábiles establecido a efectos que pueda presentar sus descargos<sup>24</sup>.
34. Asimismo, es importante considerar 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 la 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° 1, 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° 0012-2016-OEFA/DFSAI/SDI se detallan en el siguiente cuadro que se muestra a continuación:



**Cuadro N° 1**

Hecho imputado N° 1 de la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA/DFSAI/SDI	Argumentos de la variación realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 00012-2016-OEFA/DFSAI/SDI
<p>Petroperú no habría realizado el mantenimiento a línea de 24" de diámetro de la Estación 1 del Oleoducto Norperuano.</p>	<p><i>"De lo actuados en el Expediente N° 1297-2014-OEFA/DFSAI/PAS, esta Subdirección considera que la imputación de cargos efectuada contra Petroperú mediante la Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-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."</i></p> <p><i>"La Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA-DFSAI/SDI inició el procedimiento administrativo sancionador contra Petroperú por el presunto incumplimiento al literal g) del Artículo 43° del RPAAH. (...)</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 de la siguiente manera:</i></p>



<sup>24</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 imputado N° 1: Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos."</i></p>
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

36. Con relación al hecho imputado N° 1 corresponde señalar que mediante la Resolución Subdirectoral N° 00012-2016-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 línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro 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° 1303-2014-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° 00012-2016-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.
38. Por tanto, en virtud de lo expuesto la variación de cargos realizada mediante la Resolución Subdirectoral N° 0012-2016-OEFA/DFSAI/SDI se encuentra debidamente motivada, no existe vulneración de los principios establecidos en la LPAG.
39. Del mismo modo, considerando lo previsto en el Artículo 11° de la LPAG<sup>25</sup> referido a que los administrados deben plantear la nulidad de los actos administrativos que les conciernan por medio de los recursos administrativos, corresponde desestimar la pretensión de nulidad de la Resolución Subdirectoral planteada por Petroperú.



#### IV.3. Tercera cuestión procesal: Si existe vulneración al principio *non bis in idem* respecto del hecho imputado N° 3

25

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.

(...)"



#### IV.3.1 El principio de *non bis in idem*

40. El principio de *non bis in idem* reconocido en los Numerales 3 y 13 del Artículo 139° de la Constitución Política del Perú<sup>26</sup> constituye una expresión del principio de debido proceso<sup>27</sup> y de proporcionalidad, o prohibición de excesos, por el cual no es posible establecer de manera simultánea o sucesiva una doble persecución o sanción cuando se presenta concurrentemente la identidad de sujeto, hecho y fundamento<sup>28</sup>.
41. El numeral 10 del Artículo 230° de la LPAG<sup>29</sup> contempla el principio del *non bis in idem*, el cual establece que no se podrá imponer sucesiva o simultáneamente una sanción administrativa por el mismo hecho en los casos en que se aprecie la triple identidad de sujeto, hecho y fundamento.
42. Asimismo, sobre el contenido del principio *non bis in idem*, implícito en el derecho al debido proceso contenido en el Numeral 3 del Artículo 139° de la Constitución Política del Perú, el Tribunal Constitucional ha señalado que el referido principio tiene una doble configuración, siendo que su aplicación dependerá si se trata de cuestionar una duplicidad de procedimientos (vertiente procesal) o una duplicidad de sanciones (vertiente material o sustantiva)<sup>30</sup>:



"(...) En su formulación material, el enunciado según el cual, 'nadie puede ser castigado dos veces por un mismo hecho', expresa la imposibilidad de que recaigan dos sanciones sobre el mismo sujeto por una misma infracción, puesto que tal proceder constituiría un exceso del poder sancionador, contrario a las garantías propias del Estado de Derecho. Su aplicación, pues, impide que una

<sup>26</sup> CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL PERÚ.

"Artículo 139°.- Son principios y derechos de la función jurisdiccional:

(...)

3. La observancia del debido proceso y la tutela jurisdiccional. Ninguna persona puede ser desviada de la jurisdicción predeterminada por la ley, ni sometida a procedimiento distinto de los previamente establecidos, ni juzgada por órganos jurisdiccionales de excepción ni por comisiones especiales creadas al efecto, cualquiera sea su denominación.

(...)

13. La prohibición de revivir procesos fenecidos con resolución ejecutoriada. La amnistía, el indulto, el sobreseimiento definitivo y la prescripción producen los efectos de cosa juzgada."

Sentencia del Tribunal Constitucional recaída en el Expediente N° 2050-2002-AA del 16 de abril de 2003.

"2. El derecho de no ser sancionado dos veces por un mismo hecho o el de no ser procesado dos veces (*ne bis in idem*), constituye un contenido implícito del derecho al debido proceso reconocido en el inciso 3) del artículo 139° de la Constitución.

3. (...)

Este principio contempla la prohibición de la aplicación de múltiples normas sancionadoras, la proscripción de ulterior juzgamiento cuando por el mismo hecho ya se haya enjuiciado en un primer proceso en el que se haya dictado una resolución con efecto de cosa juzgada."

<sup>28</sup> MORON URBINA, Juan Carlos. *Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General*. Lima: Gaceta Jurídica, 2001, p. 522.

<sup>29</sup> Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General.

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

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

(...) 10. *Non bis in idem*.- No se podrán imponer sucesiva o simultáneamente una pena y una sanción administrativa por el mismo hecho en los casos en que se aprecie la identidad del sujeto, hecho y fundamento".

<sup>30</sup> Sentencia del Tribunal Constitucional del 16 de abril de 2003 recaída en el Expediente N° 02050-2002-AA/TC. Fundamento Jurídico 19.







persona sea sancionada o castigada dos (o más veces) por una misma infracción cuando exista identidad de sujeto, hecho y fundamento.

(...) En su vertiente procesal, tal principio significa que 'nadie pueda ser juzgado dos veces por los mismos hechos', es decir, que un mismo hecho no pueda ser objeto de dos procesos distintos o, si se quiere, que se inicien dos procesos con el mismo objeto. Con ello se impide, por un lado, la dualidad de procedimientos (por ejemplo, uno de orden administrativo y otro de orden penal) y, por otro, el inicio de un nuevo proceso en cada uno de esos órdenes jurídicos (dos procesos administrativos con el mismo objeto, por ejemplo)."

(El subrayado ha sido agregado).

43. En su **vertiente material**, el *non bis in ídem* excluye que recaigan dos sanciones sobre el mismo sujeto por una misma infracción. Ello, porque tal proceder constituiría un exceso del poder sancionador, contrario a las garantías propias del Estado de Derecho<sup>31</sup>. En su **vertiente procesal**, dicho principio señala que un mismo hecho no puede ser objeto de dos procesos distintos; es decir, que se inicien dos procedimientos con el mismo objeto.
44. En ese sentido, a efectos de determinar la vulneración del principio en mención resulta necesaria la concurrencia de tres elementos esenciales que se indican a continuación ("triple identidad")<sup>32</sup>:

- 
- (i) **Identidad subjetiva (identidad de sujeto)**, es decir, que el administrado sea el mismo en ambos procedimientos siendo irrelevante si concurre con otras personas o no, o si actúa a través de un representante;
  - (ii) **Identidad objetiva (identidad de hecho)**, es decir que los hechos constitutivos de la infracción sean los mismos en ambos procedimientos; e,
  - (iii) **Identidad causal o de fundamento**, entendida como la existencia de identidad entre los bienes jurídicos protegidos y los intereses tutelados por las distintas normas sancionadoras, de modo tal que si los bienes jurídicos protegidos por las disposiciones materia de análisis son distintos, existirá diversidad de fundamentos; mientras que si son iguales, entonces se estará ante un caso de doble sanción<sup>33</sup>.
- 

<sup>31</sup> Párrafo extraído de la STC 2050-2002-AA/TC citada por Juan Carlos Morón Urbina en Comentarios a la Ley de Procedimiento Administrativo General. Lima: Gaceta Jurídica, 2008 p. 673.

<sup>32</sup> LOZANO CUTANDA, Blanca. *Diccionario de Sanciones Administrativas*. Madrid: Iustel. 2010, pp 765-767.

<sup>33</sup> MORON URBINA, Juan Carlos. Op. Cit., p. 522.



45. En atención a lo expuesto, corresponde analizar si en el presente caso se ha vulnerado el principio *non bis in ídem* en el hecho imputado N° 3.

**IV.3.2. Análisis de la presunta vulneración del principio de *non bis in ídem* en el hecho imputado N° 3**

46. En sus descargos Petroperú alega que mediante la Resolución Subdirectoral N° 576-2013-OEFA/DFSAI/SDI del 15 de julio del 2013 se inició un procedimiento administrativo sancionador por no impermeabilizar el área estanca del almacenamiento de hidrocarburos correspondiente a la Estación 1 - Saramuro, el mismo que fue resuelto mediante la Resolución Directoral N° 418-2013-OEFA/DFSAI del 13 de setiembre del 2013 (Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS). A efectos de sustentar lo indicado, adjunta copia de la Resolución Subdirectoral N° 576-2013-OEFA/DFSAI/SDI y Resolución Directoral N° 418-2013-OEFA/DFSAI.

47. Del mismo modo, Petroperú agrega que interpuso su recurso de apelación contra lo resuelto en el procedimiento administrativo sancionador seguido en el Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS, en mismo que fue resuelto por el Tribunal de Fiscalización Ambiental del OEFA a través de la Resolución N° 045-2015-OEFA/TFA-SEE.

48. En ese sentido, se habría vulnerado principio *non bis in ídem* previsto en el Numeral 10 del Artículo 230° de la Ley, en la medida que en ambos procedimientos administrativos sancionadores se presenta la triple identidad de sujeto, hecho y fundamento.

49. A efectos de determinar la concurrencia de la triple identidad de sujeto, hecho y fundamento y la consecuente vulneración del principio *non bis in ídem*, a continuación en el siguiente cuadro se muestra la comparación del hecho sancionado bajo el Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS y el hecho imputado bajo el expediente 1297-2014-OEFA/DFSAI/PAS que corresponde al presente procedimiento:



**Cuadro N° 2**

**Cuadro comparativo entre dos procedimientos administrativos sancionadores para determinar si hubo vulneración del principio de *non bis in idem***

Elementos	Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS (Resolución Directoral N° 418-2013-OEFA/DFSAI)	Expediente N° 1297-2014-OEFA/DFSAI/PAS (Resolución Subdirectoral N° 1303-2014-OEFA/DFSAI)
<b>Sujeto</b>	Petroperú	Petroperú
<b>Hecho</b>	(i) El área estanca del almacenamiento de hidrocarburos, ubicada en la <b>Estación 1 - Saramuro no evidencia impermeabilización.</b>	(i) Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no habría realizado una adecuada <b>impermeabilización del área estanca de los tanques de almacenamiento de crudo.</b>
<b>Fundamento</b>	Proteger el suelo natural de los impactos ambientales ocasionados como consecuencia de los derrames de hidrocarburos de los tanques de almacenamiento	Proteger el suelo natural de los impactos ambientales ocasionados como consecuencia de los derrames de hidrocarburos de los tanques de almacenamiento
<b>Norma que establece la obligación</b>	<b>Literal c) del Artículo 43° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.</b>	<b>Literal c) del Artículo 43° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.</b>
<b>Norma que tipifica la sanción</b>	Numeral 3.12.7 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias  <i>"Incumplimiento de normas sobre manejo y almacenamiento de hidrocarburos."</i>	Numeral 3.7.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias  <i>"Incumplimiento de las normas sobre área estanca y sistemas de drenajes."</i>

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

50. Del cuadro precedente se observa que existe triple identidad de sujeto, hecho y fundamento, toda vez que en el procedimiento administrativo sancionador recaído en el Expediente N° 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS (iniciado con anterioridad a éste) también se imputó a Petroperú (**identidad de sujeto**) no haber realizado la impermeabilización del área estanca de los tanques de almacenamiento de crudo (**identidad de hecho**), de acuerdo a las visitas de supervisión efectuadas en la Estación 1 – Saramuro a efectos de verificar el



cumplimiento de las obligaciones contenidas en el Literal c) del Artículo 43° del RPAAH (**identidad de fundamento**).

51. En atención a lo expuesto, de emitirse un pronunciamiento respecto del presente hecho analizado, se vulneraría el principio del *non bis in idem* en su configuración material, al haberse identificado que el procedimiento recaído bajo el Expediente 386-2013-OEFA/DFSAI/PAS resolvió sancionar a Petroperú a través de la Resolución Directoral N° 418-2013-OEFA/DFSAI con una multa pecuniaria de 238.92 Unidades Impositivas Tributarias por el incumplimiento de lo dispuesto en el Literal c) del Artículo 43° del RPAAH en tanto que Petroperú no impermeabilizó el área estanca de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos ubicada en la Estación 1 – Saramuro.
52. En consecuencia, corresponde archivar el presunto incumplimiento imputado contra Petroperú respecto a no haber realizado una adecuada impermeabilización del área estanca de los tanques de almacenamiento de crudo de la Estación 1 – Saramuro.

**IV.4. Cuarta cuestión procesal: Si se realizó una aplicación indebida de la norma que tipifica la eventual sanción de los hechos materia de análisis**

53. Durante la Audiencia de Informe Oral realizada el 30 de marzo del 2016 Petroperú señaló 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, debiendo aplicar la tipificación aprobada por el OEFA, de acuerdo a las Reglas Generales sobre el ejercicio de la potestad sancionadora del OEFA, aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 038-2013-OEFA/CD.

54. 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>34</sup>.
55. 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>35</sup>. (El subrayado ha sido agregado).

<sup>34</sup> CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL PERÚ.

"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 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>35</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.



56. 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>36</sup>
57. Sobre el particular cabe precisar que el Literal a) del Artículo 11.2 de la Ley 30011- Ley que modifica la Ley 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental<sup>37</sup> 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.
58. Asimismo, en aplicación de lo expuesto en la Ley 30011- Ley que Modifica la Ley 29325, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 038-2013-OEFA/CD el OEFA aprobó las 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.
59. 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 materia del presente caso (4 de enero del 2012) se encontraba vigente la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de 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



<sup>36</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>37</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."





OEFA entro en vigencia posteriormente, no correspondía su aplicación al presente caso.

60. 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.
61. 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.5. Cuarta cuestión procesal: Si se realizó una aplicación indebida de la norma que tipifica la eventual sanción de los hechos materia de análisis**

62. Durante la Audiencia de Informe Oral realizada el 30 de marzo del 2016 Petroperú señaló que el OEFA vulneró el principio de tipicidad establecido en la LPAG<sup>38</sup> debido a que, con relación al hecho imputado N° 1 detectado en la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, se imputó un compromiso relacionado para válvulas con cruces de ríos contenido en 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.

63. Sobre el particular, cabe señalar que si bien el presente caso se imputó contra Petroperú el haber incumplido el compromiso establecido en la modificación del Impacto N° 19 del PAMA "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, que son materia del presente caso, hacen referencia a obligaciones respecto a la totalidad del Oleoducto Norperuano.

64. Con relación al compromiso 2 referido a las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos se debe indicar que estas tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía<sup>39</sup>. En ese

<sup>38</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."

<sup>39</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. 14.



sentido, dicha acción corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.

65. 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 raspatabo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas<sup>40</sup>. En ese sentido, dicha acción corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
66. El compromiso 6 relacionado con el monitoreo mensual del agua de los tanques en las Estaciones 1, 5, Andoas y Bayobar, tiene la finalidad de verificar la efectividad del tratamiento con biocida que sirve para controlar la corrosión interna de todas sus instalaciones del sistema de transporte de petróleo crudo. En ese sentido, dichas acciones corresponden a inspecciones estrictamente relacionadas con los tanques de almacenamiento y el oleoducto.
67. El compromiso 7 relacionado con inspecciones de limpieza mediante raspatabos 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>41</sup> de la tubería, por lo que del mismo modo dicha acción corresponde a inspecciones estrictamente relacionadas con el oleoducto.
68. Por lo tanto, dado que en el presente caso se imputó contra Petroperú no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" pulgadas de diámetro de la Estación 1 - Saramuro 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.
69. 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

70. 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.
71. El Artículo 16° del TUO del RPAS<sup>42</sup> señala que los informes técnicos, actas de supervisión u otros documentos similares constituyen medios probatorios dentro

<sup>40</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>41</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>42</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD





del procedimiento administrativo sancionador y la información contenida en ellos –salvo prueba en contrario – se presume cierta y responde a la verdad de los hechos que en ellos se afirma.

72. 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.
73. Por lo expuesto, se concluye que el Acta de Supervisión, el Informe de Supervisión y el Informe Técnico correspondientes a la visita de supervisión especial realizada el 4 de enero del 2012 a la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano 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.

V.1. **Análisis de la primera cuestión en discusión: Si Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24” de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos**

V.1.1. **Acciones preventivas contra riesgos ambientales**



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.

75. 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>43</sup> (en lo sucesivo, RLSEIA), será responsabilidad del titular de la

**"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>43</sup> Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27446

**"Artículo 15.- Obligatoriedad de la Certificación Ambiental**

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

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

*La desaprobaración, 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."*





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.

76. 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.
77. 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>44</sup> hacia fuentes de almacenamiento.
78. 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).
79. 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>45</sup>, tanto internas como externas, durante su vida útil, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de siniestros<sup>46</sup>.
80. 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",



**"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>44</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.
- <sup>45</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>46</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.





que fue aprobada mediante la Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA.

81. En el PAMA, Petroperú asumió como compromiso ambiental el mantenimiento integral de la tubería del Oleoducto Norperuano y del Oleoducto Ramal Norte, a fin de evitar impactos negativos al ambiente. Específicamente, Petroperú se comprometió a lo siguiente:

- *"Inspecciones topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte.*
- *Inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte, las que consisten en: i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos; así como, ii) inspección geométrica.*
- *Realización de estudios batimétricos anuales en los cruces de los ríos Pastaza kilómetro 176 ONP y Uctubamba.*
- *Proyectarse a las comunidades vecinas al Oleoducto Norperuano y Oleoducto Ramal Norte, con la finalidad de integrarse a ellas, participando y fomentando su desarrollo económico, social y educativo-cultural.*
- *Realización del mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.*
- *Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatubos ubicadas en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial.*
- *Transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.*
- *Inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto: i) realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, monitoreo de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno y análisis permanente de presencia de bacteria sulfato-reductoras en el petróleo, ii) continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones."*

(El subrayado ha sido agregado).

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

**"1. Plan Maestro de Mantenimiento**

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

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

(El subrayado ha sido agregado).





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

**Cuadro N° 3: Mantenimiento Integral del Oleoducto Norperuano**

Inspecciones Internas	Inspecciones externas
a. Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos.	b. Inspecciones visuales sobre el derecho de vía.
c. Inspecciones geométricas.	d. Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto de los potenciales de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno.
e. Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses.	
f. Monitoreo mensual del agua de los tanques en las estaciones 1, 5, Andoas y Bayóvar, y de las trampas de recepción de raspatabos ubicadas en las estaciones 5, 7, 9 y Bayóvar para el control de la corrosión interna por el comportamiento del biocida a través del conteo bacterial	
g. Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua.	

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

Fuente: PAMA de Petroperú.

84. En el presente procedimiento, se ha imputado a Petroperú el incumplimiento de su PAMA, al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos. En tal sentido, en virtud a los compromisos antes señalados, se analizará si Petroperú realizó el mantenimiento de los equipos e instalaciones a fin de evitar impactos negativos al ambiente, conforme lo establece su instrumento de gestión ambiental.

V.1.2. Análisis del hecho imputado N° 1

85. En el caso particular, Petroperú realiza actividades de transporte de hidrocarburos a través de un Oleoducto Norperuano que se extiende por los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura. El Oleoducto está compuesto por dos tramos: (i) El Tramo I que inicia en la Estación 1 y llega hasta la Estación 5, ambas ubicadas en el departamento de Loreto<sup>47</sup>; y (ii) El Tramo II que comprende las Estaciones de bombeo 5, 6, 7, 8 y 9<sup>48</sup>, ubicadas en Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura.

<sup>47</sup> La Estación 1 se encuentra en el distrito de Urarinas, provincia de Loreto, departamento de Loreto.

- La Estación 5 está ubicada en el distrito de Manseriche, provincia de Datem del Marañón, departamento de Loreto.

<sup>48</sup> La Estación 6 está ubicada en el km. 418 del Oleoducto, distrito de Imaza, provincia de Bagua, departamento de Amazonas.



86. El 26 de diciembre del 2011 se produjo un derrame de petróleo crudo en la línea de 24" de diámetro de la Estación N° 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano; lo que fue puesto en conocimiento del OEFA mediante el Reporte Preliminar de Emergencia remitido por correo electrónico el 4 de enero de 2012.
87. En consideración a ello, el 4 de enero del 2012 se realizó una visita de supervisión especial en el lugar del incidente Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, 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.
88. En el Acta de Supervisión Loreto levantada durante la visita de supervisión especial, la Dirección de Supervisión consignó que el derrame se habría producido el 26 de diciembre del 2011 a las 18:00 horas en la línea de 24" que transporta petróleo crudo al TK 1D4 debido al cierre intempestivo de la válvula que ocasionó alta presión, desencadenando una fisura de aproximadamente 1.15 metros de longitud de 10 centímetros de ancho:

N°	Observación <sup>(1)</sup>	Norma Incumplida	Fecha de Detección
1	EL INCIDENTE AMBIENTAL OCURRIÓ EL 26/12/11 A LAS 18:00 HORAS EN LA LÍNEA DE 24" QUE TRANSPORTA CRUDO AL TK 1D4		26/12/11
2	EL DERRAME OCURRIÓ POR CIERRE INTEMPESTIVO DE VÁLVULA QUE OCASIONÓ ALTA PRESIÓN QUE DESARROLLÓ EN UNA FISURA DE APROXIMADAMENTE 1,15M DE LONGITUD POR 10CM DE ANCHO		26/12/11
	VÁLVULA QUE OBLIGÓ A LA RELOCACIÓN DE UNA ANTENA DE 2m DE LONGITUD		
3	LAS ACCIONES DE REMEDIACIÓN COMENZARON HASTA EL 23/01/12		

89. Mediante la Carta N° 112-2012-OEFA/DS del 9 de enero del 2012 y notificada el 12 de enero del 2012, la Dirección de Supervisión requirió a Petroperú que en un plazo de diez (10) días hábiles de notificada la carta presente, entre otros documentos, información relacionada con el derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011.
90. Asimismo, mediante la Carta N° 206-2012-OEFA/DS del 16 de enero del 2012, la Dirección de Supervisión requirió a Petroperú que en un plazo de diez (10) días hábiles de notificada la carta presente documentos relacionados con el derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011.
91. Mediante las Cartas ADOL-52-2012 y ADOL-056-2012 presentadas a la

- La Estación 7 está ubicada en el km. 518 del Oleoducto, en el distrito de El Milagro, provincia de Utcubamba, departamento de Amazonas, donde también está ubicada la Refinería "El Milagro".
- La Estación 8 está ubicada en el km. 593 del Oleoducto, distrito de Pucará, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca.
- La Estación 9 se ubica en el km. 649 del Oleoducto, distrito de Huarmaca, provincia de Huancabamba, departamento de Piura.
- El Terminal Bayóvar está ubicada en Punta Bappo (Punta Aguja), provincia de Sechura, departamento de Piura.



Dirección de Supervisión los días 31 de enero y 2 de febrero del 2012, respectivamente, Petroperú adjuntó, entre otros documentos, información relacionada con el derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011 ocurrido en la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano.

92. Así, en el Informe Técnico realizado por la Dirección de Supervisión, se indicó que de la evaluación de los documentos presentados por Petroperú se verificó lo siguiente<sup>49</sup>:

*"Se evidencia, falta de mantenimiento oportuno del sistema SCADA, puesto que el Administrado señala como nota al pie de la curva de presiones lo siguiente:  
Por error en módulo de entrada del PLC, a los valores nominales indicados, se debe agregar aproximadamente 20 psi linealmente a toda la curva.*

*La curva de variación de presiones del día 26 de diciembre del 2011 muestra que la presión a la cual se produjo la rotura de la tubería fue de aproximadamente 85 psi, siendo la presión normal de recepción 60 psi.*

*(...)*

*El informe de análisis de falla de la tubería de 24" de diámetro indica que la tubería presenta corrosión interna por efectos de Bacterias Sulfatos Reductoras; no existiendo evidencias, de estar aplicando tratamiento químico con Biocida a esta línea de ingreso a tanques de almacenamiento. Además, el administrado no presenta evidencias de haber realizado mantenimiento y/o inspección a la línea de 24" de diámetro.*

(El subrayado ha sido agregado).

93. De acuerdo con lo señalado por la Dirección de Supervisión, el derrame de petróleo crudo habría sido causado por un proceso corrosivo interno de la tubería, por efectos de bacterias sulfatos reductoras; no existiendo evidencias, de estar aplicando tratamiento químico con biocida a esta línea de ingreso a tanques de almacenamiento. Ello, presuntamente por la falta de mantenimiento y/o inspección en la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano.

94. Asimismo, en las fotografías N° 1 y 2 del Informe de Supervisión se aprecia que el derrame de petróleo crudo ocurrido impactó el suelo natural de la Estación 1 - Saramuro:

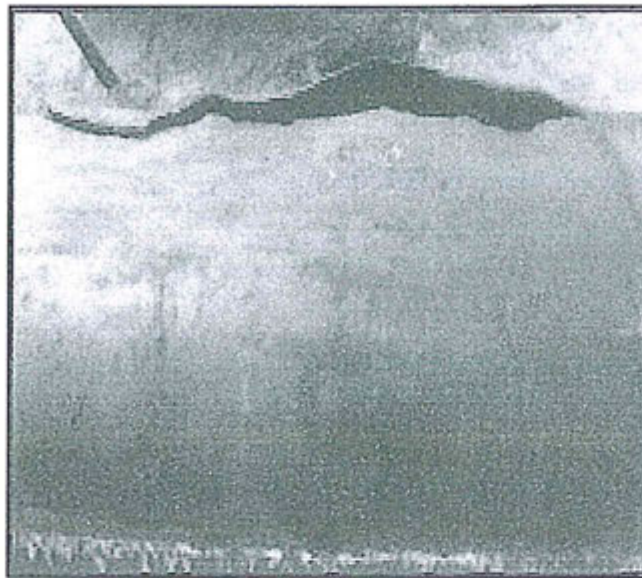


**Fotografía N° 1.-**  
Desentierro de la Tubería de 24" de diámetro de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano.



<sup>49</sup> Folio 6 del Expediente.





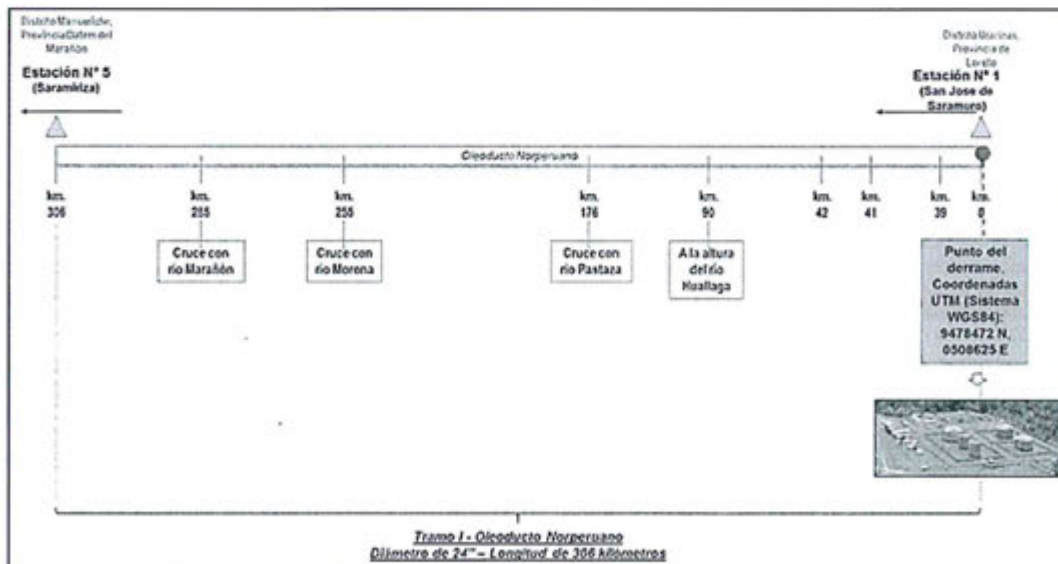
Fotografía N° 2.- Localización de la rotura de la Tubería de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

95. Siendo que los hechos detectados se restringen al derrame de petróleo crudo debido a la falta de mantenimiento interno en la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en el PAMA, corresponde analizar los argumentos y medios probatorios presentados por Petroperú.

i. **Mantenimiento regular preventivo al Oleoducto Norperuano**

96. 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 Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, cuya ubicación se aprecia en el siguiente gráfico:

**Gráfico N° 1**



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





- (i) Establecer los principales medios probatorios a tener en consideración para el análisis de la presente imputación.
- (ii) Determinar si Petroperú ejecutó el mantenimiento del Oleoducto Norperuano de acuerdo a lo establecido en el PAMA.
- (iii) Determinar si la falta de mantenimiento aceleró la ruptura de la tubería del Oleoducto Norperuano.

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

98. En sus descargos, Petroperú señaló que las tuberías correspondientes a la Estación N° 1 del Oleoducto Norperuano tienen un sistema de protección de su infraestructura, tales como: (i) protección externa (un primer sistema de protección consiste en una cinta elastomérica de marca Polyken, y el segundo en un sistema de protección catódica por corriente en 30 puntos, suministrada por cuatro (4) transformadores rectificadores de la marca Good All<sup>50</sup>); (ii) protección interna (programa de bombeo mediante el cual se ejecuta la inyección de inhibidores de corrosión y biocidas, los mismos que al ser transferidos a través de la red de ductos (tuberías) de la Estación N° 1 genera la protección de las mismas).

99. Adicionalmente, Petroperú alega que mantiene un programa anual de mantenimiento de tuberías que lo remite al OSINERGMIN en el mes de noviembre de cada año y el avance de los mismos en el mes de marzo del año siguiente. A efectos de acreditar ello, adjunta el Plan Maestro de Mantenimiento año 2011.

100. En tal sentido, en aplicación del principio de verdad material que rige los procedimientos administrativos, esta Dirección analizará los principales medios probatorios que obran en el expediente, a fin de determinar cuáles están relacionados con los mantenimientos 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: Principales medios probatorios relacionados con el Hecho Imputado N° 1**

N°	Documento	Procedencia	Contenido del documento	Fecha de ejecución	Tipo de mantenimiento (Preventivo interno/externo y/o Correctivo)
1	Informe Preliminar de Siniestros USIPA-004-2011 <sup>51</sup>	Carta ADOL-USIPA-377-2011, presentado a OSINERGMIN el 27 de diciembre del 2011.	Informe preliminar de siniestros correspondiente al derrame de	-	No guarda relación <sup>52</sup> .

<sup>50</sup> Asimismo, Petroperú agrega en su escrito de descargos que de acuerdo a lo establecido en la Norma NACE RP169-2007 una tubería se encuentra protegida cuando los potenciales de protección catódica se encuentran en un rango de -0.850 a -1.250mV.

<sup>51</sup> Folios del 134 al 135 del Expediente.

<sup>52</sup> Cabe precisar que cuando se hace mención al término "No guarda relación" debe entenderse que dicho medio probatorio no permite a esta Dirección determinar si Petroperú efectuó o no el mantenimiento y/o inspección en la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano a efectos de prevenir el derrame de petróleo crudo ocurrido el 26 de diciembre del 2016. Ello debido a que el documento corresponden



		<u>Remitida al OEFA vía correo electrónico el 4 de enero del 2012</u>	petróleo crudo, ocurrido el día 26.12.11 en la Estación 1 del Oleoducto Norperuano		
2	Informe Final de Siniestros USIPA 004-2011 <sup>53</sup>	<u>Carta ADOL-USIPA-377-2011, presentado a OSINERGMIN el 27 de diciembre del 2011. Remitida al OEFA vía correo electrónico el 4 de enero del 2012</u>	Informe final de siniestros correspondiente al derrame de petróleo crudo, ocurrido el día 26.12.11 en la Estación 1 del Oleoducto Norperuano		No guarda relación
3	Orden de Trabajo Interna OPOL-UORI del 29 de diciembre del 2011 y registros fotográficos <sup>54</sup>	<u>Carta ADOL-USIPA-377-2011, presentado a OSINERGMIN el 27 de diciembre del 2011. Remitida al OEFA vía correo electrónico el 4 de enero del 2012</u>	Servicio de inspección, revisión, excavación y reparación de tuberías de 24" de la línea B de llegada de Trompeteros hacia la zona de patio de válvulas de la Estación 1 del Oleoducto Norperuano. Adjunta fotografías.	29 al 31 de diciembre del 2011	No guarda relación
4	Cronograma de trabajos para rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos <sup>55</sup>	<u>Carta ADOL-52-2012/ADOL-USIPA-029-2012 presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 31 de enero del 2012</u>	Cronograma de trabajos para la rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos para la aprobación del OEFA	Última semana de diciembre de 2011 hasta octubre del año 2012	No guarda relación
5	Informe de Reparación temporal de tubería de 24" diámetro en la Estación 1 en la línea de recepción de petróleo crudo de trompeteros <sup>56</sup>	<u>Carta ADOL-52-2012/ADOL-USIPA-029-2012 presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 31 de enero del 2012</u>	Descripción de los trabajos ejecutados en la línea de recepción de crudo de Trompeteros de 24" de diámetro con el propósito de eliminar la fuga de crudo y la emisión de gases, mediante soldeo.	5 de enero del 2012	No guarda relación



a una fecha posterior a la ocurrencia del mencionado derrame, no corresponde al lugar de la ocurrencia del derrame y/o son documentos meramente informativos, etc.

<sup>53</sup> Folios del 128 al 130 del Expediente.

<sup>54</sup> Folios del 131 al 133 del Expediente.

<sup>55</sup> Folio 80 del Expediente.

<sup>56</sup> Folios del 100 al 102 del Expediente.





6	Carta ADOL-006-2012 presentada a la Dirección de Supervisión el 11 de enero del 2012 <sup>57</sup>	<u>Carta ADOL-52-2012/ADOL-USIPA-029-2012 presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 31 de enero del 2012</u>	Carta mediante la cual adjunta copia del Plan Zonal de Contingencia de Operaciones Oleoducto aprobado por el OSINERGMIN en el año 2008	11 de enero del 2012	No guarda relación
7	Resolución de Capitanía N° 031-2010-YU-S del 6 de setiembre del 2010 y Plan de Contingencia Estación 1 – Saramuro 2010 <sup>58</sup>	<u>Carta ADOL-52-2012/ADOL-USIPA-029-2012 presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 31 de enero del 2012</u>	Resolución que aprueba el Plan de Contingencias de Estación 1 – 2010 y el acápite de derrame correspondiente al Plan de Contingencia	6 de setiembre del 2010	No guarda relación
8	Copia del PAMA aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 <sup>59</sup>	<u>Carta ADOL-52-2012/ADOL-USIPA-029-2012 presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 31 de enero del 2012</u>	Resolución que aprueba el PAMA del Oleoducto Norperuano	Agosto de 1994	Contiene el compromiso ambiental exigible
9	Condiciones operativas del bombeo y recepción de crudo del día 26.12.11 <sup>60</sup> . Incluye Boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011 y curva de variación de presión del Sistema SCADA <sup>61</sup>	<u>Carta ADOL-56-2012/ADOL-USIPA-030-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 2 de febrero del 2012</u>	Hora de inicio y final de bombeo de crudo desde Batería 1 de Trompeteros. Volumen de crudo bombeado. Presión de bombeo y recepción (ingreso al tanque 1D4).	26 de diciembre del 2011	No guarda relación
10	Cuatro (4) vistas fotográficas de la tubería de 24" de diámetro: antes (rota) y después de la instalación del parche metálico <sup>62</sup>	<u>Carta ADOL-56-2012/ADOL-USIPA-030-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 2 de febrero del 2012</u>	Vistas fotográficas de desentierro de la tubería, localización de la rotura y soldeo del parche metálico en la tubería.	No precisa (posteriores a la fecha del derrame)	No guarda relación
11	Cuatro (4) vistas fotográficas del área impactada con posterioridad a la limpieza, remediación y reforestación con	<u>Carta ADOL-56-2012/ADOL-USIPA-030-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 2 de febrero del 2012</u>	Vistas fotográficas de la zona colindante al punto de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo.	No precisa (posteriores a la fecha del derrame)	No guarda relación

<sup>57</sup> Folios del 98 al 99 del Expediente.

<sup>58</sup> Folios del 93 al 97 reverso del Expediente.

<sup>59</sup> Folio 105 al 112 reverso del Expediente.

<sup>60</sup> Folio 16 del Expediente.

<sup>61</sup> Folios del 27 al 31 del Expediente.

<sup>62</sup> Folio 18 del Expediente.





	vegetación herbácea <sup>63</sup>				
12	Copia del correo electrónico remitido por Pluspetrol Norte S.A. a Petroperú del 2 de diciembre del 2012 <sup>64</sup>	<u>Carta ADOL-070-2012/ADOL-USIPA-039-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Condiciones operativas del bombeo y recepción de crudo del día 26.12.11. (volumen transferido y volumen recepcionado por la línea B en la Estación 1)	26 de diciembre del 2011	No guarda relación
13	Informe Técnico de Análisis de Falla del tramo del ducto a reemplazar – Informe N° UMEE-040-2012 del 25 de enero del 2012 <sup>65</sup>	<u>Carta ADOL-070-2012/ADOL-USIPA-039-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Análisis de la rotura en la Línea B de Recepción de la Estación 1 del Oleoducto Norperuano	25 de enero del 2012	No guarda relación
14	Información sobre el último mantenimiento y/o inspección realizada a la línea de 24" de diámetro que falló <sup>66</sup>	<u>Carta ADOL-070-2012/ADOL-USIPA-039-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Descripción de sistemas de protección externa e interna, inspección con raspabuto inteligente, y evaluación interna practicada al niple (tubería de 24" que falló). Adjunta documentos detallados líneas abajo	-	Preventivo (Interno)
15	Servicio de monitoreo de corrosión interna – Dic. 2011. Resultado de análisis químicos <sup>67</sup>	<u>Carta ADOL-070-2012/ADOL-USIPA-039-2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Resultados de análisis químicos de la Estación 1, 5, Andoas, Bayobar, Trampas de raspabutos. (Se adjunta nuevamente en su escrito de descargos)	Del 28 de noviembre al 23 de diciembre del 2011	Preventivo (Interno)
			Lectura de probetas de corrosión (Km 246 ORN, Km 306 ONP, Km 494 ONP, Km 512	Del 28 de noviembre al 16 de diciembre del 2011	Preventivo (Interno)

63 Folio 22 del Expediente.

64 Folios del 35 al 36 del Expediente.

65 Folios del 38 al 40 del Expediente.

66 Folio 44 del Expediente.

67 Folios del 46 al 55 del Expediente.



			ONP, Km 696 ONP y Km 848)		
			Inventario de productos químicos	de Del 8 al 14 de diciembre del 2011	Preventivo (Interno)
16	Toma de potenciales de protección catódica <sup>68</sup>	<u>Carta ADOL-070- 2012/ADOL-USIPA-039- 2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Lecturas de protección catódica en Estación N° 1. Adjunta Plano: Estación 1 Sistema de Protección Catódica	Noviembre del 2001, octubre del 2004, diciembre del 2005, diciembre del 2006, octubre del 2008, julio del 2009 y junio del 2010.	Preventivo (Externo)
17	Medidas preventivas y correctivas implementadas a la fecha <sup>69</sup>	<u>Carta ADOL-070- 2012/ADOL-USIPA-039- 2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Detalle de los contratos de terceros y la ejecución de los trabajos. Adjunta Contrato de Ordenes de trabajo a terceros N° 113578, 113585, 113590, 113624 y Ordenes de trabajo UPOL- UORI-21, UORI- E1-276 y UORI-E1-273, UORI-E1-274, UORI-E1-272 y UORI-E1-277	Del 26 de diciembre de 2011 al 10 de enero de 2011	No guarda relación
18	Charlas capacitación <sup>70</sup> de	<u>Carta ADOL-070- 2012/ADOL-USIPA-039- 2012, presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 7 de febrero del 2012</u>	Capacitación al personal sobre Normas y Procedimientos a realizar en los trabajos de la Estación 1. Adjunta lista de asistencia.	4 de febrero del 2012	No guarda relación
19	Informe de análisis fisicoquímico N° AFQ-002-12-PCI <sup>71</sup>	<u>Escrito con Registro N° 033192 presentado a esta Dirección el 12 de agosto del 2014</u>	Monitoreo de suelos de la zona afectada por el derrame de hidrocarburos. Adjunta:	28 de enero del 2012	No guarda relación

<sup>68</sup> Folios del 58 al 59 del Expediente.<sup>69</sup> Folios del 62 al 74 del Expediente.<sup>70</sup> Folios del 75 al 76 del Expediente.<sup>71</sup> Folio 208 del Expediente.



			Resultados de análisis de suelos, cadenas de custodia e Informes de ensayo		
20	Orden de trabajo de terceros del servicio de monitoreo de corrosión interna Oleoducto Norperuano <sup>72</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Solicitud de servicio de monitoreo de la corrosión interna Oleoducto Norperuano	Del 1 de julio del 2011 al 1 de julio del 2012	Preventivo (Interno)
21	Programa de Tratamiento Anticorrosivo para el Periodo Diciembre 2009 – Diciembre 2011 <sup>73</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Dosificación recomendada para tratamiento en tanques.	Diciembre del 2009 a diciembre del 2011	Preventivo (Interno)
22	Cuadernos de Servicio Diciembre - 2011 <sup>74</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Apuntes del servicio de monitoreo y control de la corrosión interna de la Estación 1.	5 de diciembre del 2011	Preventivo (Interna)
23	Estándar SI-230-015 Detección de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) <sup>75</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Método que determina el contenido de bacterias anaeróbicas tipo sulfato reductoras.	Junio del 2004	No guarda relación
24	Foto de niple cambiado <sup>76</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Fotografía de la tubería de 24" de diámetro cambiado	Enero 2012	No guarda relación
25	Plan Anual de Mantenimiento - 2011 <sup>77</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Programación y Ejecución del mantenimiento de equipos del Oleoducto Norperuano en el año 2011	Año 2011	Preventivo y correctivo (Interno y Externo)
26	Movimiento de crudo de Trompeteros hacia estación 1 <sup>78</sup>	<u>Escrito con Registro N° 034005 presentado a esta Dirección el 19 de agosto del 2014</u>	Reporte de cantidad entregada, recibida y merma.	Desde setiembre hasta diciembre del 2011	No guarda relación



72 Folio 147 del Expediente.

73 Folios del 209 al 2013 del Expediente.

74 Folios del 220 al 229 del Expediente.

75 Folios del 230 al 237 del Expediente.

76 Folio del 238 del Expediente.

77 Folio del 243 al 245 del Expediente.

78 Folio del 246 al 257 del Expediente.





101. Seguidamente, se procederá, en primer lugar, a analizar los medios probatorios consignados con los números 14, 15, 20, 21, 22 y 25, a fin de determinar si Petroperú resulta responsable por no realizar las acciones de mantenimiento (interno) en la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

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

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

102. Para determinar si Petroperú realizó las inspecciones internas a la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, se analizará si los medios probatorios corresponden a las siguientes acciones de mantenimiento internas establecidas en el PAMA:

**Cuadro N° 5: MANTENIMIENTO INTERNO (INSPECCIÓN INTERNA)**

Obligación
a. Inspecciones geométricas.
b. Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto.
c. Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas.
d. Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico.
e. Aplicación de biocidas

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

Fuente: PAMA de Petroperú.

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



104. Conforme a lo señalado en el PAMA, estas inspecciones internas abarcan la ejecución de las siguientes acciones: (i) inspecciones geométricas, (ii) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico, (iii) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magnetos, (iv) inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas; así como, (iv) monitoreo mensual del agua de los tanques en la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

105. 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° 4: Medios probatorios relacionados con el hecho imputado N° 1"; por lo que seguidamente se procede a analizar cada una de ellos.



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

106. Las inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o inteligentes tienen la capacidad de determinar y medir el espesor de la pared de la tubería atribuible a procesos corrosivos o cualquier otro tipo de anomalía<sup>79</sup>.

<sup>79</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.





107. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a fin de evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental. Cabe señalar que la norma vigente al momento de iniciadas las operaciones de Petroperú indicaba que las inspecciones sean ejecutadas con una frecuencia máxima de cinco (5) años<sup>80</sup>, y que a partir de sus resultados, se definirá la frecuencia de tales inspecciones. Por lo tanto, esta premisa será tomada en cuenta de manera referencial para el análisis del cumplimiento.
108. Con relación a esta inspección interna, Petroperú no ha presentado medio probatorio alguno que acredite la ejecución de dicha acción; en consecuencia, Petroperú no ha acreditado la realización de este tipo de inspección interna establecida como compromiso en el PAMA en la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

(i).2 Inspecciones geométricas

109. Las inspecciones geométricas son procedimientos que se efectúan con la finalidad de evaluar los defectos geométricos del ducto, tales como ovalamientos, arrugas o abolladuras (mediante sensores). Ello también es importante para poder determinar si el raspatubo inteligente puede viajar a lo largo del ducto sin problemas<sup>81</sup>.
110. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental, tal como se indicó en el PAMA. En el presente caso, se evaluará si la empresa realizó las inspecciones geométricas para evitar riesgos de contaminación.
111. Con relación a estas inspecciones internas, Petroperú no ha presentado medio probatorio alguno que acredite la ejecución de dichas acciones; en consecuencia, Petroperú no ha acreditado la realización de este tipo de inspección interna establecida como compromiso en el PAMA.

<sup>80</sup> Frecuencia de mantenimiento tomada a modo referencial de lo establecido en el artículo 57° de las Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que forma parte del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM y publicado el 22 noviembre 2007:

**"Artículo 57°.- Protección contra la corrosión interior**

(...)

e) *Inspecciones de las tuberías del Ducto con 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 OSINERGMIN, y no podrán exceder de cinco (5) años. Se exceptúa a los Ductos menores de 4 pulgadas de la instalación de sistema para Raspatubo inteligentes."*

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

**"Artículo 52°.- Protección contra la corrosión interior**

(...)

e) *Inspecciones de la Línea del Sistema de Transporte de Hidrocarburos Líquidos con 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>81</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.





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

112. Las inspecciones de limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto, como los raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas, son utilizadas para identificar los defectos por corrosión<sup>82</sup>.

113. En el PAMA de Petroperú se señaló que estas inspecciones coadyuvarían de manera efectiva a evitar que los procesos e instalaciones del Oleoducto sean focos significativos de contaminación ambiental. En el presente caso, el PAMA establece que la ejecución debía ser realizada cada dos (2) meses, a efectos de mejorar y mantener limpia la superficie interna de los tubos, removiendo y eliminando los contaminantes y depósitos.

114. Con relación a estas inspecciones internas, Petroperú no ha presentado medio probatorio alguno que acredite la ejecución de dichas acciones; en consecuencia, Petroperú no ha acreditado la realización de este tipo de inspección interna establecida como compromiso en el PAMA.

(i).4 Inspecciones de monitoreo mensual del agua de los tanques en la Estación N° 1

- **La obligación de realizar el realizar tratamiento con biocida a todos los componentes que conforman el sistema de transporte por ductos del Oleoducto Norperuano:**

115. De acuerdo con el PAMA Petroperú tiene la obligación de realizar el monitoreo mensual del agua de los tanques en las Estaciones 1, 5, Andoas y Bayobar, con la finalidad de verificar la efectividad del tratamiento con biocida que sirve para controlar la corrosión interna de todas sus instalaciones del sistema de transporte de petróleo crudo operado por Petroperú, conforme se detalla:

"Realización del monitoreo mensual del agua de los tanques en las cuatro estaciones 1, 5, Andoas y Bayobar y de las trampas de recepción de raspatubos 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."

(El subrayado ha sido agregado).

116. Cabe precisar que el sistema de transporte de petróleo crudo (Oleoducto Norperuano), operado por Petroperú incluye las líneas de recepción correspondientes a la Estación 1 y Andoas, conforme se indica en la sección G del capítulo V del PAMA:

**"V. Descripción de la Actividad Empresarial**

(...)

**G. Instalaciones y Procesos**

La principal función del Oleoducto Nor-peruano es el transporte de crudo desde la Selva a la Costa, su almacenaje y su posterior embarque en buques-tanques. Para realizar esta función la Unidad Operativa Oriente cuenta con dos estaciones iniciales recolectoras (1 y Andoas), (...)."

<sup>82</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.



(El subrayado ha sido agregado).

117. En virtud de lo expuesto, Petroperú tiene la obligación de realizar el tratamiento con biocida para el control de corrosión interna en todas sus instalaciones del sistema de transporte de petróleo crudo del Oleoducto Norperuano, el cual incluye la línea de recepción correspondiente a la Estación (lugar de ocurrencia del derrame de petróleo crudo).

- **El uso del tratamiento con biocida en la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, lugar de la ocurrencia del derrame:**

118. El biocida es el producto químico que tiene por finalidad exterminar las bacterias sulfato reductoras (BSR) cuyas excretas ocasionan corrosión microbiológico<sup>83</sup>. Dicho producto químico se aplica en aguas de formación asociadas a los crudos que constituyen medios naturales donde se desarrollan bacterias capaces de facilitar la formación de sustancias químicas que ocasionan daños por corrosión a los equipos de producción de la industria petrolera<sup>84</sup>.

119. De la revisión del Programa de Tratamiento Anticorrosivo para el Periodo Diciembre 2009 – Diciembre 2011 se verifica que este tratamiento constaba de la aplicación de una sustancia química denominada biocida BACTRON K-96 en el Tramo I, Tramo II, y tanques de las Estaciones 1 y 5 del Oleoducto Norperuano. Con relación al Tramo I (tramo que comprende el punto de la ocurrencia del derrame), la aplicación de este biocida contemplaba una dosis inicial de dos (2) cilindros de químico durante el primer mes (diciembre 2009) y para los meses siguientes se continuaría el tratamiento con una dosis de un cilindro (1) de químico (enero 2010 a diciembre del 2011), conforme se resume en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6: Dosis de tratamiento con biocida en el Tramo I del Oleoducto Norperuano**

TRAMO	TIPO DE BIOCIDA	PUNTO DE APLICACIÓN	DOSIFICACIÓN	
			Primer mes (Diciembre 2009)	Frecuencia mensual durante los siguientes meses (Enero del 2010 a Diciembre del 2011)
Tramo 1	BACTRON K-96	La inyección puede hacerse tanto en crudo liviano como en superliviano.  En cualquier de los dos casos, el biocida se lanzará al final del	Por única vez se lanzará dos (2) cilindros en el primer mes del tratamiento	Se lanzará un (1) cilindro al mes

<sup>83</sup> Sistema electrónico de contrataciones con el estado (SEACE). Informe Técnico de Adquisición Directa N° OPOL-823-2012. Disponible en: [http://docs.seace.gob.pe/mon/docs/procesos/2012/002433/008565\\_01\\_DIR-125-2012-OLE\\_PETROPERU-INSTRUMENTO%20QUE%20APRUEBA%20LA%20COMPRA%20DIRECTA.pdf](http://docs.seace.gob.pe/mon/docs/procesos/2012/002433/008565_01_DIR-125-2012-OLE_PETROPERU-INSTRUMENTO%20QUE%20APRUEBA%20LA%20COMPRA%20DIRECTA.pdf) [Consulta realizada el 29 de marzo del 2016].

<sup>84</sup> Y. Figueroa de Gil, J. Bonilla, J. Morales. Evaluación de inhibidores de corrosión bacteriana (BSR) en las aguas de formación asociadas a los crudos de PDVSA distrito Maturin. Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales, Vol. 21, N° 1, Venezuela - 2001, p. 46.





		bache de crudo liviano o superliviano	
--	--	---------------------------------------	--

120. Asimismo, el Programa de Tratamiento Anticorrosivo para el Periodo Diciembre 2009 – Diciembre 2011 establece que la frecuencia de aplicación de biocidas en los Tanques de las Estaciones N° 1 y 5 del Oleoducto Norperuano será bimensual, de acuerdo al siguiente detalle:

**Cuadro N° 5: Dosificación recomendada para tratamiento en tanques**

ESTACIÓN	TANQUE	BIOCIDA	DOSES (ppm)	FRECUENCIA	CONSUMO ESTIMADO ANUAL (CR)
Estación 1	1-D-1	BACTRON K-96	300	Bimensual	2.5
	1-D-2				
	1-D-3				
	1-D-4				
	1-D-5				
1-TV-4					
Estación 5	5-D-1	BACTRON K-96	300	Bimensual	2.5
	5-D-2				
	5-D-3				
	5-D-4				
	5-D-5				
5-D-6					

121. Del mismo modo, en el Programa de Tratamiento Anticorrosivo para el Periodo Diciembre 2009 – Diciembre 2011 se establece que la dosificación tanto para los Tramos I y II del Oleoducto Norperuano se realiza en cilindros de biocida por bache (cantidad en volumen de petróleo transferido a través del Oleoducto Norperuano); es decir, dicho programa solo contemplaba la aplicación del mencionado tratamiento en los Tramos I y II y tanques de la Estación 1 y 5 del Oleoducto Norperuano, sin considerar el control respectivo de las líneas de recepción, conforme se observa referencialmente en el siguiente gráfico:



**Gráfico N° 2**  
Aplicación de biocida en los Tramos I y II del Oleoducto Norperuano



Elaboración: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de incentivos del OEFA.

Fuente: Programa de tratamiento anticorrosivo para el periodo diciembre 2009 a diciembre 2011 presentado por Petroperú.

122. Por lo tanto, el mencionado programa presentado por Petroperú no cumplía con el compromiso establecido en el PAMA de realizar tratamiento con biocida a todos los componentes que conforman el sistema de transporte por ductos del Oleoducto Norperuano, en tanto no consideró la dosificación de biocidas para el



control de corrosión interna en la línea de recepción de la Estación 1, a efectos de prevenir derrames de petróleo crudo como el suscitado el 26 de diciembre del 2011 en la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano. Cabe precisar que ello fue reconocido por el administrado durante la Audiencia de Informe Oral del 30 de marzo del 2016 en tanto señaló que la aplicación del tratamiento con biocida se realiza en los tanques y no en la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

123. Si bien Petroperú adjuntó los siguientes resultados de análisis químicos de la Estación 1 - Saramuro del 8 de diciembre del 2011 (fecha anterior al derrame), los mismos corresponden al monitoreo del agua del tanque de la Estación 1; no obstante no acreditan que Petroperú haya realizado un análisis químicos a lo largo del Tramo I del Oleoducto Norperuano que incluya la línea de recepción de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, lugar de la ocurrencia del derrame:

RESULTADOS DE ANALISIS QUIMICOS				
ESTACIÓN N° 1				
MES: DICIEMBRE 2011				
Tanque N°	Fecha	pH	Bacterias (Col/ml)	Residual (ppm)
1D1	08/12/11	7.0	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	-----
1D2	08/12/11	6.5	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	-----
1D3	08/12/11	6.8	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	-----
1D4	08/12/11	6.0	10 - 10 <sup>2</sup>	-----
1D5	08/12/11	6.5	10 <sup>4</sup> - 10 <sup>5</sup>	-----
1TV4	08/12/11	5.5	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	-----

Fuente: Anexo 5 del escrito de descargos presentado por Petroperú, con fecha: 19/08/14.

124. Por lo tanto, dicho resultado no resulta representativo en tanto que el administrado solo acredita el monitoreo del agua de los tanques (1D1, 1D2, 1D3, 1D4 y 1D5) de la Estación 1 en el mes de diciembre del 2011, pero no acredita el control de corrosión a través de la aplicación del tratamiento de biocidas con una frecuencia mensual en la línea de recepción proveniente de Trompeteros, lugar de la ocurrencia del derrame.
125. Con relación a la Lectura de probetas de corrosión (Km 246 ORN, km 306 ONP, Km 494 ONP, Km 512 ONP, Km 696 ONP y Km 848), cabe precisar que dicho el presente hecho imputado versa sobre las inspecciones internas a la Línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano; mientras que la lectura de probetas presentadas corresponden a otros kilómetros del Oleoducto Norperuano.
126. De la revisión de la Orden de trabajo de terceros del servicio de monitoreo de corrosión interna Oleoducto Norperuano referida al servicio de monitoreo de la corrosión interna del Oleoducto Norperuano para el periodo julio 2011 a julio 2012 presentado por Petroperú, no se evidencian resultados que muestren



actividades de mantenimiento relacionadas a la condición estructural interna de la tubería.

127. A mayor abundamiento, estas presuntas inspecciones internas efectuadas por Petroperú, no establecen la ubicación exacta donde fueron realizadas, con lo cual no generan convicción respecto del cumplimiento de la obligación ambiental en discusión.
128. Asimismo, del **cuaderno de obra** (donde se anotan los hechos relevantes que ocurran durante la ejecución de las actividades del proyecto, firmando al pie de cada anotación el supervisor y el residente) se evidencian las siguientes anotaciones: i) Programación del Servicio de aplicación de biocida a los tanques de crudo, ii) condición de los tanques al momento de aplicación del biocida, según el reporte diario, iii) dosificación de biocida k-96 en cada tanque, iv) programación de realización de muestreo de agua de tanques de crudo para analizar pH y cultivo BSR el 08/12/2011, v) inventario de productos químicos, y vi) traslación de los cultivos BSR a Piura.
129. Es decir, si bien Petroperú señala que se ha programado la aplicación del biocida, no se ha acreditado la ejecución del mantenimiento interno del ducto, toda vez que no se muestra los resultados del desgaste interno de la tubería.
130. Por otro lado, de la revisión del **Plan Anual de Mantenimiento - 2011** con relación a la Estación 1 se indica que durante los meses de enero, marzo, mayo, octubre y diciembre del 2011 se ejecutaron mantenimientos en Plantas en los siguientes componentes: (i) válvulas manuales, (ii) transformadores, (ii) CCM's (centro de control de motores); y, (iv) tableros de distribución, los cuales fueron ejecutados en un total de 95.94%; no obstante, dichas acciones no tienen relación directa con trabajos de mantenimiento a la tubería de recolección de 24" de diámetro de la Estación 1 del Oleoducto Norperuano.
131. Asimismo, en otras acciones (misceláneos) del mencionado programa de mantenimiento, Petroperú señala la ejecución al 100% de trabajos de reparación de tuberías entre la zona industrial y playa de tanques (contratista SATERF); así como de la excavación para descubrir tuberías en la zona cerco perimétrico playa de tanques (contratista TICUP); no obstante, no se precisa la fecha ni el lugar de los trabajos ejecutados, así como medios probatorios (ordenes de trabajo, fotografías, etc.) que acrediten la ejecución de tales acciones.



(i).5 Conclusiones de las inspecciones internas

132. Del análisis de los informes presentados por la Dirección de Supervisión, de los documentos presentados por Petroperú y de los demás medios probatorios que obran en el expediente, se concluye lo siguiente:
- Durante el periodo Diciembre 2009 – 2011 Petroperú efectuó el monitoreo del agua de los tanques 1D1, 1D2, 1D3, 1D4 y 1D5 de la Estación N° 1 del Oleoducto Norperuano el 8 de diciembre del 2011; es decir, solo acredita haber efectuado un monitoreo en cada uno de los tanques, incumpliendo con la frecuencia mensual establecida en el PAMA con la finalidad de verificar la efectividad del control de corrosión interna de las tuberías a través de la aplicación del biocida.





- Petroperú no acreditó el control de la corrosión interna a través de la aplicación del tratamiento de biocidas con una frecuencia mensual en la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, conforme a lo establecido en su Programa de Tratamiento Anticorrosivo para el Periodo Diciembre 2009 – Diciembre 2011.
- Petroperú no acreditó que efectuó inspecciones de pérdida de espesor e inspecciones geométricas con raspatabos inteligentes en la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, conforme a lo establecido en el PAMA.
- Petroperú no acreditó haber efectuado las: (i) inspecciones de pérdida de espesor con raspatabos electromagnéticos o inteligentes; (ii) inspecciones geométricas; (iii) limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses; ni tampoco las (iv) limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua, conforme a lo establecido en el PAMA.
- La ejecución de estas inspecciones internas, en su frecuencia respectiva, hubiera garantizado la integridad interna del ducto. No obstante, Petroperú no cumplió con realizar las inspecciones internas comprometidas, de acuerdo a lo establecido en su PAMA, de manera completa y continua.



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

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

134. Respecto a la corrosión externa, Petroperú presentó un plano del sistema de protección catódica y lecturas de toma de potenciales de protección catódica con fechas correspondientes al mes de noviembre 2001, octubre 2004, diciembre 2005, diciembre 2006, octubre 2008, julio 2009 y junio 2010 señalando que el registro de valores de potencial tomados en la Estación 1 en los últimos 10 años, muestran que la tubería está protegida, lo cual es corroborado por el buen estado de conservación exterior del niple retirado de la línea siniestrada.

135. Al respecto cabe señalar, de acuerdo a lo señalado por la Dirección de Supervisión, el derrame de petróleo crudo habría sido causado por un proceso corrosivo interno de la tubería, que se aceleró por la falta de mantenimiento preventivo en la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, por lo que el análisis de la presente imputación versa sobre la falta de mantenimiento interno efectuado por Petroperú a efectos de prevenir la ocurrencia de derrames.

136. En tal sentido, no corresponde efectuar un análisis de la toma de potenciales de protección catódica presentados por Petroperú a la Dirección de Supervisión el 7 de febrero del 2012 mediante la Carta ADOL-070-2012/ADOL-USIPA-039-2012.

c) **La falta de mantenimiento del Oleoducto Norperuano como factor contribuyente de la rotura del oleoducto debido a una sobre presión generado por el cierre de la válvula V24**



137. En el Informe Final de Emergencias Ambientales, Petroperú señaló que el derrame de petróleo crudo se originó debido al cierre de la válvula V24 correspondiente a la tubería de ingreso del petróleo crudo proveniente de la Batería 1 de Trompeteros operada por Pluspetrol Norte S.A. durante la recepción del petróleo crudo al tanque 1D4 de la Estación 1 – Saramuro, operado por Petroperú.
138. Del mismo modo, en el Informe Técnico de Análisis de Falla del tramo del ducto a reemplazar – Informe N° UMEE-040-2012 del 25 de enero del 2012 presentado por Petroperú a la Dirección de Supervisión el 7 de febrero del 2012 a través de la Carta ADOL-070-2012/ADOL-USIPA-039-2012<sup>85</sup> se indicó lo siguiente:

*"CONCLUSIONES*

*4.1 La rotura de la Línea de Recepción B, se debió al incremento de presión generada por golpe de ariete por cierre intempestivo de la válvula N° 24*

*4.2 La tubería de la Línea de Recepción B presenta actividad corrosiva moderada del orden del 0.092 mils equivalente al 25% del espesor nominal, valor poco significativo toda vez que la línea tiene más de 30 años de servicio*

*4.4.3 El resultado de los cálculos preliminares elaborados de acuerdo a las normas ASME B31.4 (Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids) y ASME 31G (Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines) indican que la línea puede seguir trabajando. No se ha evidenciado corrosión externa de la línea que ha fallado."*

(El subrayado ha sido agregado).



139. Para determinar si la rotura de la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano (Línea de Recepción B) se debió al incremento de presión generada por golpe del ariete<sup>86</sup> por cierre intempestivo de la válvula N° 24, es pertinente saber cuál es el valor de la sobrepresión ocurrida el 26 de diciembre del 2011, y si éste superó el valor de presión mínima de diseño de la tubería, considerando dicho valor con un desgaste del 25% de espesor (condición de la tubería al momento de la ocurrencia del derrame).

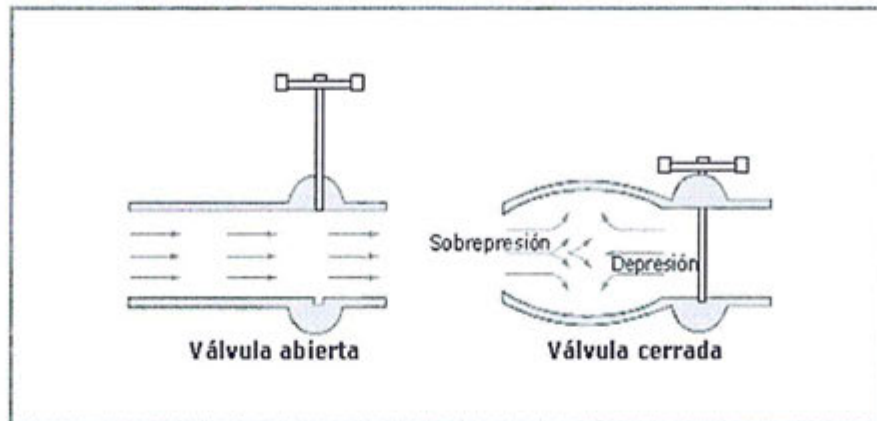


140. Sobre el particular, cabe señalar, el golpe de ariete se define como la sobrepresión producida sobre los elementos de una instalación (tuberías, válvulas, entre otros) ante cualquier modificación de la velocidad de circulación del fluido que lo atraviesa. Esta sobrepresión se traduce en un aumento desproporcionado de la energía cinética del fluido debido al cierre de una válvula, conforme se muestra a continuación:

<sup>85</sup> Folios del 38 al 40 del Expediente.

<sup>86</sup> Cabe precisar que el golpe de ariete se define como la sobrepresión producida sobre los elementos de una instalación (tuberías, válvulas, entre otros) ante cualquier modificación de la velocidad de circulación del fluido que lo atraviesa.



**Gráfico N° 3: Efecto de la sobrepresión durante un golpe de ariete**

Fuente: Soriano, A. Instalaciones de fontanería domésticas y comerciales. Barcelona – España 2008, p.36.

141. Los efectos del golpe de ariete en una instalación pueden generar desde una simple vibración de la tubería hasta la rotura de la misma. Por ello, es de vital importancia conocer el valor del módulo de elasticidad de la tubería<sup>87</sup>.
142. Así, en su escrito de descargos, en Informe Técnico de Análisis de Falla del tramo del ducto a reemplazar – Informe N° UMEE-040-2012; así como, durante la Audiencia de Informe Oral del 31 de marzo del 2016, Petroperú presentó información técnica de la tubería indicando lo siguiente:

Características de la Línea B (tubería)	
Diámetro	24 pulgadas
Espesor Nominal	0.375 pulgadas
Especificación	API 5L Grado X52

143. Para calcular el valor de presión mínima de diseño de la tubería corresponde verificar la Norma ASME B31.4 - 2006 (Pipeline transportation system for liquid hydrocarbons and other liquids), la cual indica que los esfuerzos calculados debido a la presión interna no debe sobrepasar el valor de esfuerzo admisible, de acuerdo al siguiente detalle:



<sup>87</sup> Albert Soriano Rull. Instalaciones de fontanería domésticas y comerciales. 2da Edición, Editorial UOC. Barcelona – España 2008, p. 36 y 37.



PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS				ASME B31.4-2006
Table 402.3.1(a) Tabulation of Examples of Allowable Stresses for Reference Use in Piping Systems Within the Scope of This Code				
Specification	Grade	Specified Min. Yield Strength, psi (MPa)	Weld Joint Factor, E	Allowable Stress Value, S, -20°F to 250°F (-30°C to 120°C), psi (MPa)
<b>Seamless</b>				
API 5L	A25	25,000 (172)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)
API 5L	X52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
API 5L	X56	56,000 (386)	1.00	40,300 (278)
API 5L	X60	60,000 (413)	1.00	43,200 (298)
API 5L	X65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)
API 5L	X70	70,000 (482)	1.00	50,400 (347)
API 5L	X80	80,000 (551)	1.00	57,600 (397)
ASTM A 106	C	40,000 (278)	1.00	28,800 (199)
ASTM A 333	6	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A 524	I	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A 524	H	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)

Fuente: The American Society of Mechanical Engineers. Norma ASME B31.4 – 2006, p. 9.



144. Para la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano con especificación API 5L Grado X52 el valor de esfuerzo mínimo es de 37,450 PSI.
145. Para calcular la presión mínima de diseño se utilizará la siguiente ecuación, de acuerdo a lo establecido en la Norma ASME B31.4:

$$P_i = \frac{t \times (2 \times S)}{D}$$

Dónde:

P<sub>i</sub> = presión mínima de diseño

t = espesor de la tubería considerando el 25% de pérdida del valor nominal (75% de 0,375" = 0.281")

S = esfuerzo mínimo = 37,450 PSI

D = diámetro de la tubería = 20"



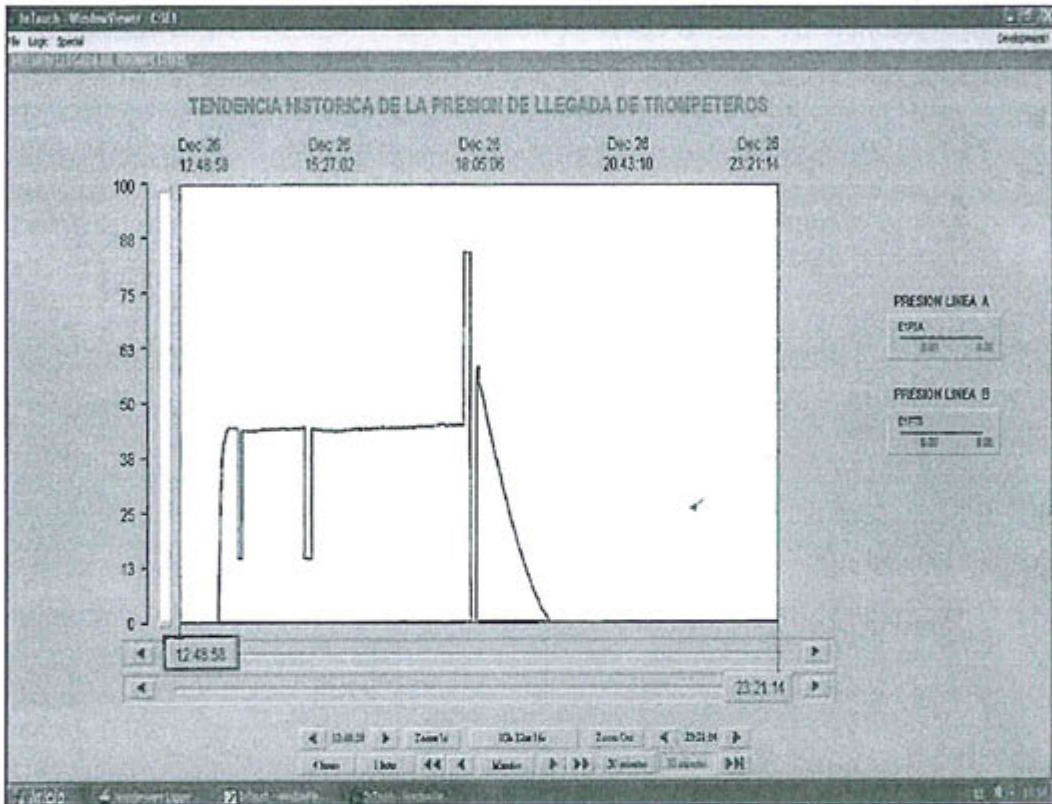
146. Reemplazando los valores en la ecuación de la Norma ASME se tiene que al momento de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo (26 de diciembre del 2011), la presión mínima de diseño de la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano con especificación API 5L Grado X52 era (P<sub>i</sub>) = **1052 PSI**. Es decir, este valor es el mínimo de presión que soportaba la tubería al momento de la ocurrencia del derrame.
147. Ahora bien, en la revisión de la boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011 del 26 de diciembre del 2011 se indica que la presión de la rotura de la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano fue de 300 PSI.
148. No obstante, de la revisión de las curvas de presión del Sistema SCADA<sup>88</sup> se

<sup>88</sup> Folio 16 del Expediente.



observa que la presión máxima alcanzada por la sobrepresión el día 26 de diciembre del 2011 fue de 85 PSI, aproximadamente. En nota al pie de dicho medio probatorio se indica que por error en el módulo de entrada de PLC (Program Logic Computer) a dicho valor nominal se debía agregar 20 PSI linealmente a toda la curva, conforme se observa:

**Curva de variaciones de presión del Sistema SCADA**



**Registro histórico de la presión de llegada de la línea B de Trompeteros entre las 13:00 -19:00 horas de 26 de diciembre 2012**

NOTA: Por error en módulo de entrada de PLC, a los valores nominales indicados, se debe agregar aproximadamente 20 PSI linealmente a toda la curva.  
A la hora del evento (17:48:14 horas), el valor nominal de presión de llegada sale fuera del rango de presión, el cual está configurado a 100PSI. Por lo tanto la presión, fue mucho mayor a 100 PSI.



49. De acuerdo a lo señalado en los registros del Sistema SCADA, la presión máxima alcanzada el día de la ocurrencia del derrame fue de 105 PSI, valor que difiere del reporte indicado en la boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011, conforme se aprecia en el siguiente cuadro comparativo:

**Cuadro N° 7: Registros de presión alcanzada el día de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo**

	Curva de presión del Sistema SCADA (Añadiendo 20 PSI a la curva de presión)	Boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011
Lectura de Presión (PSI)	85 + 20 = 105 PSI	300 PSI

150. De lo expuesto se observa que el valor de la presión mínima de diseño (1052 PSI) se encuentra por encima de la presión alcanzada el día de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo de acuerdo a lo medios probatorios presentados por Petroperú, de acuerdo al siguiente detalle:

**Cuadro N° 8: Registro de presión del día de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo comparado con el registro de presión mínima de diseño**

	Curva de presión del Sistema SCADA (Añadiendo 20 PSI a la curva de presión)	Boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011	PRESIÓN MINIMA DE DISEÑO (PSI)*
Lectura de Presión (PSI)	85 + 20 = 105 PSI	300 PSI	1052

(\*) Considerando 25% de desgaste de espesor de pared interna de tubería

151. En tal sentido, lo señalado por Petroperú carece de sustento técnico toda vez que aun considerando como representativo el valor de presión registrado por la Boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011 (300 PSI), dicho valor no superó el estándar de presión mínimo de diseño de la tubería de 1052 PSI (considerando el desgaste del 25% de espesor).

152. Además, si consideramos que la presión de ruptura fue de 300 PSI, esto significaría que alcanzó la presión mínima de diseño (1052 PSI). Para que dicha condición se presente, la tubería tuvo que haber tenido un desgaste de espesor de pared de tubería mayor al 25% del espesor de pared a condiciones normales (0,375"). Es decir, al momento de la ocurrencia del derrame la pared de la tubería debía presentar un desgaste del 78,6%, de acuerdo al cálculo efectuado con la ecuación de la Norma ASME B31.4:

$$t = \frac{P_i \times D}{(2 \times S)}$$

Donde:

Pi = presión mínima de diseño = 300 PSI

S = esfuerzo mínimo = 37,450 PSI

D = diámetro de la tubería = 20"

153. Por lo tanto, reemplazando los datos en la ecuación, se obtiene que para que la



pared de la tubería presente riesgo de rotura debía tener un espesor de 0,080", el cual equivale a un 78,6% de pérdida de espesor de pared a condiciones normales.

- 154. Asimismo, en el Informe Técnico de Análisis de Falla del tramo del ducto a reemplazar – Informe N° UMEE-040-2012 se verifica que el desgaste de pérdida de espesor de la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano se debió a un proceso corrosivo causado por la presencia de bacterias sulfato reductoras<sup>89</sup>.
- 155. Por lo tanto, se concluye que, aun con la sobrepresión de (300 PSI) ocurrida el 26 de diciembre del 2011, Petroperú hubiera prevenido el derrame de petróleo crudo materia del presente caso si hubiera cumplido con realizar el mantenimiento preventivo interno en la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en el PAMA (inspecciones de pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos o inteligentes; inspecciones geométricas; limpieza mediante raspatubos con escobillas metálicas y de magneto cada dos (2) meses; limpieza mediante raspatubos con escobillas de poliuretano de disco o cepas de manera continua; monitoreo del agua de los tanques para el control de corrosión interna de las tuberías a través de la aplicación del biocida).



**d) Conclusiones del análisis de la Imputación N° 1**

- 156. Del presente análisis, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió la obligación prevista en el PAMA, al haber generado un derrame de petróleo crudo debido a la falta de mantenimiento preventivo interno en la línea de 24" de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano.
- 157. En consecuencia, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Petroperú con relación al presente hecho imputado.

**V.2. Análisis de la segunda cuestión en discusión: Si Petroperú presentó información inexacta respecto del volumen de petróleo crudo derramado el 26 de diciembre del 2011**

**V.2.1. La obligación de los titulares de las actividades de hidrocarburos de presentar información exacta**

58. El Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003 y modificatorias, señala lo siguiente:



Rubro	Tipificación de la Infracción al artículo 1° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERGMIN	Base Legal	Rango de Multas según el área de supervisión y fiscalización de en Hidrocarburos
4	No proporcionar al OSINERGMIN o a los organismos normativos o hacerlo en forma deficiente, inexacta, incompleta o fuera de plazo, los datos e información que establecen las normas vigentes,	Art. 5° de la Ley N° 27332; Art. 20° del Reglamento de Fiscalización de actividades Energéticas	De 1 a 50 UIT

<sup>89</sup> Folio 38 del Expediente.



	incluyendo las directivas, instrucciones y disposiciones del OSINERG.	por Terceros –Decreto Supremo N° 029-97-EM.	
--	-----------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------	--

159. En este sentido, los titulares que realicen actividades de hidrocarburos tienen la obligación de proporcionar a los organismos normativos la información o datos establecidos en las normas vigentes de manera que no resulte ser deficiente, inexacta, incompleta o fuera del plazo otorgado.

#### V.2.2 Análisis del hecho imputado N° 2

160. En el Informe Final de Siniestros, presentado por Petroperú al OEFA el 11 de enero del 2012, se consignó que el volumen derramado durante el siniestro del 26 de diciembre de 2011 fue de cinco (5) barriles. Del mismo modo, se señaló que la hora de inicio del siniestro fue a las 18:00 horas y la hora de término a las 18:03 horas.
161. No obstante, de la revisión de los documentos presentados por Petroperú, la Dirección de Supervisión detectó lo siguiente<sup>90</sup>:

*"Se evidencia que existe una diferencia de 105 barriles de crudo, entre lo Bombeado de Batería 1 – Corrientes (4,031 bbls.) y lo recepcionado en Estación 1- Saramuro (3,926 bbls.).*

*El administrado deberá aclarar, el por qué existe esta diferencia, entre lo Bombeado (Batería 1) y lo recepcionado (Estación 1). Lo que evidenciaría, que la información alcanzada en el Informe Preliminar y Final del Siniestro, sería inexacta, pues el volumen de crudo derramado superaría largamente los 5.0 barriles".*

(El subrayado ha sido agregado).



162. De la revisión de la Boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011 y del correo electrónico remitido por Pluspetrol Norte S.A. a Petroperú del 2 de diciembre del 2012, se desprende que el 26 de diciembre del 2011, el volumen de crudo transferido fue de cuatro mil treinta y un (4,031) barriles y el volumen de crudo recibido fue de tres mil novecientos veintiséis (3,926) barriles. De esta manera, existiría una diferencia de ciento cinco (105) barriles, lo cual difiere de la cantidad de crudo que se habría derramado, según lo señalado por Petroperú en el Informe Final del derrame.



163. Del mismo modo, agrega que la diferencia de ciento cinco (105) barriles producido el 26 de diciembre del 2011 no significa que sea la cantidad del petróleo crudo derramado. Asimismo, ratifica que el volumen de petróleo crudo derramado el 26 de diciembre del 2011 corresponde a cinco (5) barriles.
164. Para sustentar lo indicado adjuntó los siguientes medios probatorios: (i) Diagrama A de control de *batch* establecido en la Línea B del 27.12.2011, (ii) Movimientos de Crudo de Trompeteros hacia Estación 1 y (iii) Merma o Diferencia de las actividades de bombeo en las Estaciones del Oleoducto Norperuano.
165. Al respecto, un *batch* es una cantidad de tipo de petróleo que se desplaza en compartimientos al interior del Oleoducto Norperuano en cantidades de volúmenes definidas, las cuales pueden ser de distintas calidades (crudo liviano,

<sup>90</sup> Folio 8 del Expediente.



mediano o pesado). Asimismo, y conforme lo señaló Petroperú<sup>91</sup>, el Oleoducto puede transportar más de un *batch*. A modo referencial se muestra el siguiente gráfico:



166. Así, de la revisión del Diagrama A de control de *batch* establecido en la Línea B del se verifica que Petroperú realiza operaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos por *batch*:



Diagrama A de control de *batch* establecido en la Línea B

**CONTROL BACH LINEA "B"**

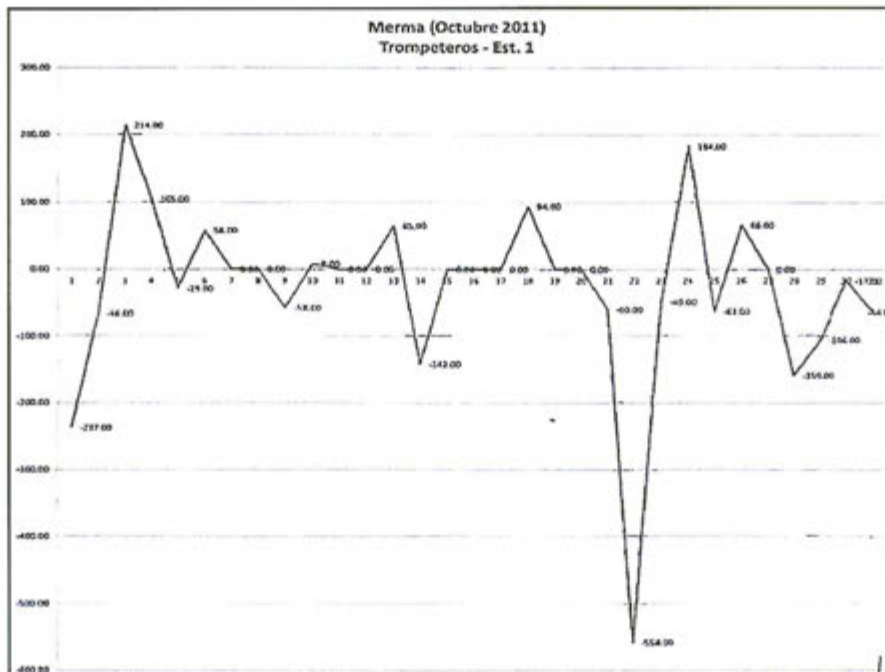
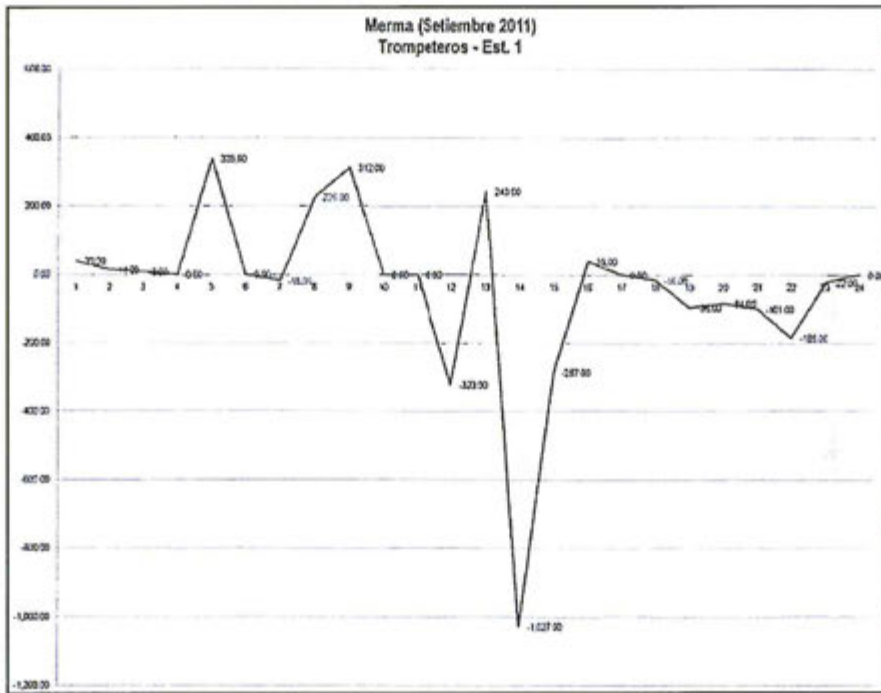
		FECHA	HORA							
		27-Dec-11	5:00 AM							
	RTRD	RTRD	RTRD	RTRD	RTRD	RTRD	RTRD			
API:	24.3	API: 25.6	API: 24.9	API: 25.0	API: 24.3	API: 24.2	API: 24.2			
BSW:	0.10	BSW: 0.10	BSW: 0.15	BSW: 0.15	BSW: 0.20	BSW: 0.20	BSW: 0.20			
PTB:	4.34	PTB: 4.51	PTB: 8.07	PTB: 4.66	PTB: 7.94	PTB: 5.20	PTB: 5.90			
	4,031	6,010	6,296	6,698	6,231	4,368	4,039			
TROMPETEROS	→						SARAMURO			
FECHA BOMBEO	26-Dec	25-Dec	24-Dec	23-Dec	22-Dec	21-Dec	20-Dec			

167. De la revisión de los Movimientos de Crudo de Trompeteros hacia Estación 1 correspondientes a los meses de setiembre, octubre, noviembre y diciembre del año 2011 se puede observar que existen diferencias significativas entre las cantidades enviadas y las recibidas de petróleo crudo (merma), siendo incluso que en algunos de los días del mes de diciembre se observa que las cantidades recibidas fueron mayores a las enviadas (merma positiva), conforme se observa a continuación<sup>92</sup>:

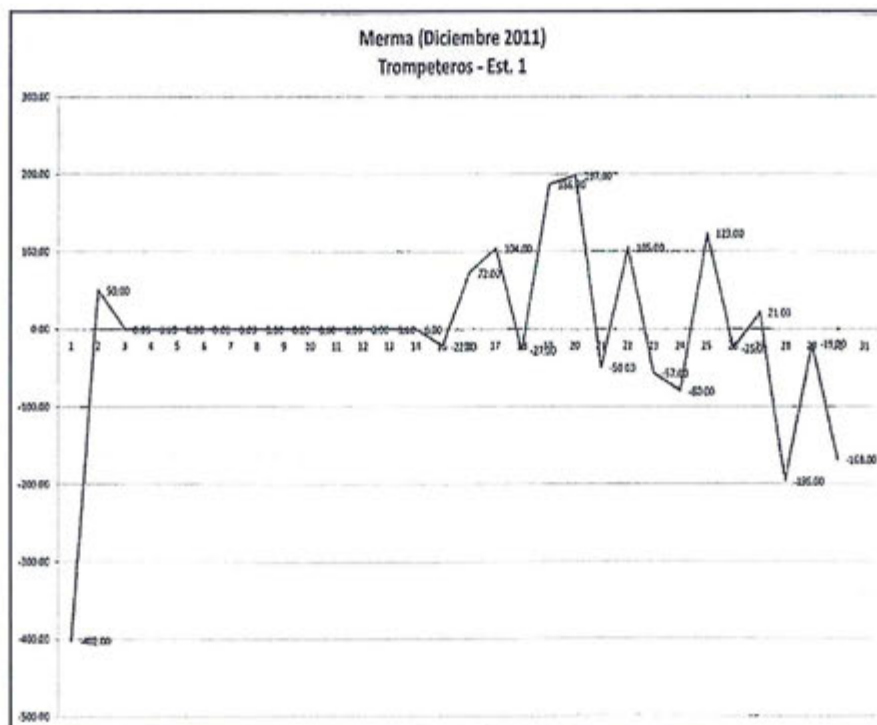
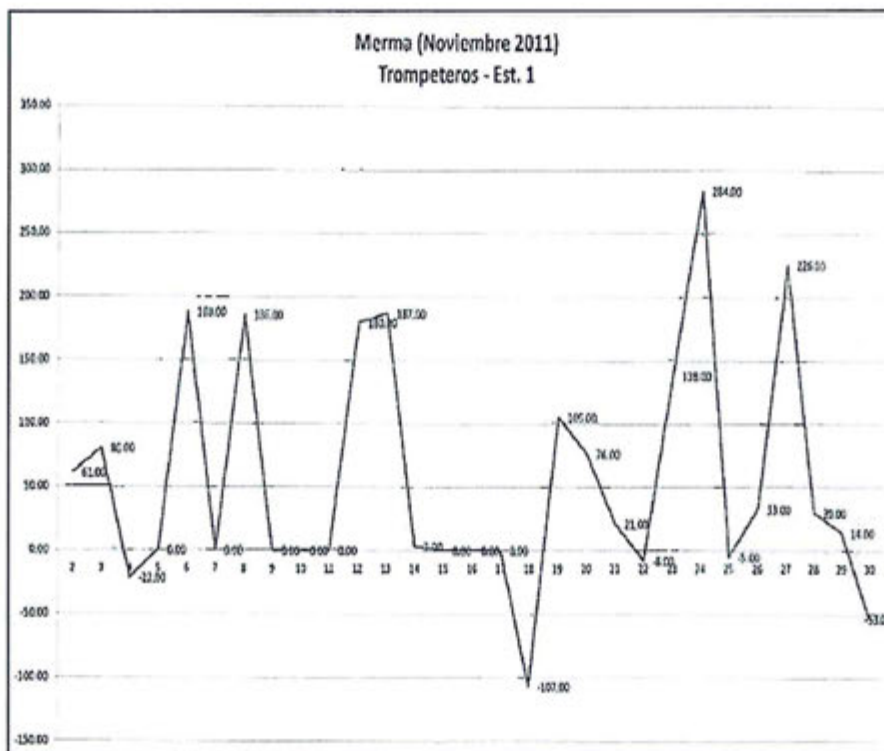


<sup>91</sup> Argumento formulado por Petroperú en la tramitación del procedimiento administrativo sancionador seguido bajo el Expediente N° 1306-2014-OEFA/DFSAI/PAS

<sup>92</sup> Folios 250 y 253 del Expediente.







168. Adicionalmente, en su escrito de descargos Petroperú señala que esta diferencia entre la cantidad de petróleo crudo transferido y recepcionado (merma) debido al cambio de presiones se presenta de forma distinta y aleatoria debido a las siguientes consideraciones: (i) influencia de parámetros tales como temperatura, evaporación, etc., (ii) diferencias de condiciones horarias entre la hora del despacho y recepción, (iii) la toma de registro de datos de medición de tanque de



petróleo crudo con *wincha*; y, (iv) las diferencias de *batch* y calidad de petróleo crudo.

276. Al respecto, cabe señalar que de acuerdo a la legislación en la materia, el SCADA es un sistema de uso obligatorio que debe ser empleado por los sistemas de transporte y los ductos que atraviesan áreas susceptibles al daño<sup>93</sup>. Es utilizado para la adecuada operación y control del transporte de hidrocarburos por ductos, controlando los parámetros de caudal y presión (despacho y recepción) en todas las estaciones de bombeo. Asimismo, en la página 70 del PAMA de Petroperú se establece que dicha empresa debía implementar sistemas automáticos de detectores de fuga de crudo, con la finalidad de evitar riesgos de derrames por demora en las acciones de contingencia.
277. En consideración a lo señalado, los cambios de presión durante el bombeo constituye una señal de alarma implícita respecto a una posible existencia de fuga. Esta señal debe ser considerada como una alarma temprana para la detección de potenciales fallas en el funcionamiento del sistema (sea un derrame o alguna otra falla en el ducto); es decir, esta alerta no puede ser considerada como una situación que se encuentra dentro del margen de error propio del sistema, sino que dada la condición extrema (subida abrupta de presión) debe prestársele especial atención en aras de determinar si es producto o no de la existencia de una falla operativa, la cual eventualmente podría calificarse como una fuga de petróleo.



169. De lo señalado se concluye que dado que las diferencias registradas entre el volumen de petróleo crudo enviado y el volumen recibido en un sistema de transporte de hidrocarburos por ductos no implica necesariamente la existencia de derrames, lo indicado por la Dirección de Supervisión con relación a las diferencias de petróleo crudo entre las cantidades enviadas y las recibidas (merma) consignadas en la Boleta de recepción/despacho N° E1-RTRO-0336-2011 del 26 de diciembre del 2011 no genera certeza suficiente de que el volumen derramado fue exactamente de ciento cinco (105) barriles.



170. Asimismo, cabe señalar que de la revisión de los documentos obrantes en el Expediente, no existen medios probatorios suficientes que determine con exactitud el volumen de hidrocarburos derramado el día 26 de diciembre del 2011 en la línea de recepción de 24" de diámetro de la Estación 1 – Saramuro

<sup>93</sup> Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, publicado el 22 de noviembre del 2007

**"Artículo 21.- Obligación de contar con Sistemas SCADA"**

Los Sistemas de Transporte y los Ductos que atraviesan Áreas de Alta Consecuencia, deben estar equipados con un Sistema Automático de Supervisión, Control y Lectura de Parámetros a Distancia (SCADA), acorde con la longitud, capacidad y el riesgo que impliquen. En el diseño de la instrumentación de campo y el sistema SCADA, debe incluirse los dispositivos necesarios para implementar un sistema automático de detección de fugas en el Ducto.

En los casos de las Líneas Submarinas, si se decide implementar métodos de detección de fugas, que no correspondan a la descripción del sistema SCADA, esto será solicitado por el Operador y aprobado por OSINERGMIN.

Las salas de control de las Estaciones deben contar con sistemas de detección de humo, mezclas explosivas, fuego, y otros que fueran aplicables, los cuales deberán estar interconectados al sistema SCADA.

El sistema SCADA deberá cumplir con el API 1130 "Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines" y API 1164 "SCADA Security".

Puede considerarse en el diseño el sistema de seguridad del Nivel Integral de Seguridad - SIL para el control de emergencias (IEC 61508)."



del Oleoducto Norperuano, por lo que corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador en tanto que no existe certeza de que Petroperú haya remitido información inexacta respecto del volumen del crudo derramado en el incidente ocurrido el 26 de diciembre de 2011.

171. En ese sentido, carece de objeto que esta Dirección se pronuncie respecto de los demás argumentos alegados por el administrado.
172. Sin perjuicio de lo expuesto, cabe señalar que, lo resuelto en el presente extremo no exime al administrado de su obligación de cumplir con la normativa ambiental vigentes y sus compromisos asumidos en sus instrumentos de gestión ambiental, aspecto que puede ser materia de acciones de supervisión y fiscalización en posteriores inspecciones de campo y/o gabinete.

**V.3. Análisis de la tercera cuestión en discusión: Si Petroperú realizó un adecuado manejo y almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos**

**V.3.1 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>94</sup>, concordado con el Artículo 9° del RLGRS<sup>95</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>96</sup>.
175. De manera general, un adecuado manejo de residuos sólidos comprende tres (3) etapas principalmente: generación, almacenamiento y disposición final. Estas

<sup>94</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 adecuada, 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."*

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>96</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por EL Decreto Supremo N° 057-2004-PCM

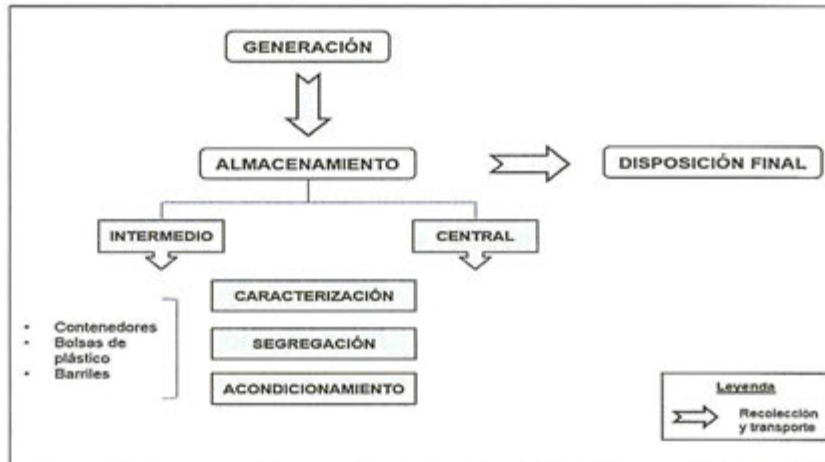
**"Artículo 10°.- Obligación del generador previa entrega de los residuos a la EPS-RS o EC-RS**

*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."*



etapas se desarrollan sin causar impactos negativos al ambiente, tal como se aprecia a continuación:

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>97</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>98</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>99</sup>, dispone que los residuos sólidos serán manejados de manera concordante con la LGRS y su reglamento.



<sup>97</sup> Adaptado de KIELY, Gerard y VEZA, José. *Ingeniería Ambiental: Fundamentos, entornos, tecnologías y sistemas de gestión*. Volumen III. España, 1999, p. 850.

<sup>98</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>99</sup> Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.



179. Con mayor detalle, el Artículo 38° del RLGRS<sup>100</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.

### V.3.2 Análisis del hecho imputado N° 4

182. Durante la visita de supervisión efectuada por la Dirección de Supervisión el 4 de enero del 2012, el supervisor de campo advirtió que Petroperú habría realizado un inadecuado acondicionamiento y almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos generados a raíz del derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011 (tierra contaminada con hidrocarburos), conforme consta en el Acta de Supervisión, cuya parte pertinente se cita a continuación<sup>101</sup>:

*"La poza de tratamiento de tierra contaminada, muestra que la misma ha excedido su capacidad de almacenaje, además de no prestar las condiciones mínimas de almacenaje.*  
(...)"

(El subrayado ha sido agregado).

183. Lo indicado se sustenta en la vista fotográfica N° 3 del Informe de Supervisión en la cual se observa que en el área destinada para el almacenamiento de los residuos sólidos peligrosos (bolsas con tierra impregnada de petróleo) retirados del área impactada por el derrame de petróleo crudo (aproximado de 162 m<sup>3</sup>), estarían siendo dispuestos en el almacén de residuos sólidos excediendo la capacidad de su almacenamiento, en terrenos abiertos y sobre el suelo natural:

*"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 (...)."*

<sup>100</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

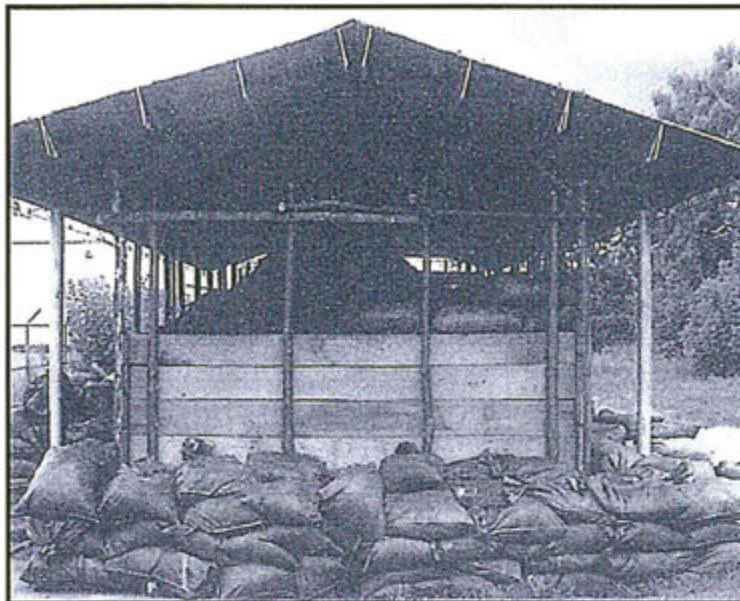
**\*Artículo 38°.- Acondicionamiento de residuos**

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; (...)"

(El subrayado ha sido agregado).

<sup>101</sup> Folio 9 del Expediente.

**Fotografía N° 3 del Informe de Supervisión**

Fotografía N° 3: Vista fotográfica donde se observa que los sacos rellenos con tierra impregnada con hidrocarburos, se encuentran almacenados en terreno abierto y sobre suelo natural.

184. En su escrito de descargos, Petroperú señala que luego de la visita de supervisión y una vez detectada la limitación de capacidad del Almacén Temporal de Residuos Sólidos Peligrosos, habría realizado la disposición de los sacos con tierra contaminada.
185. Posteriormente, habría contratado a la EPS-RS Grenn Care del Perú, a efectos de que realice recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos peligrosos durante el periodo comprendido entre agosto del 2013 hasta abril del 2014. Para sustentar sus afirmaciones adjunta un registro fotográfico y Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos de las Estaciones 1, 5, 6, 7, 8, 9 y Terminal Bayovar.
186. Finalmente, Petroperú señaló que efectuaría un proceso de estudio de mercado para la contratación del servicio de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos peligrosos con una nueva EPS-RS. Para sustentar lo indicado, adjunta el documento Propuesta Técnica Económica 244/14 - Servicio de Transporte y Disposición Final de tierra contaminada con hidrocarburos Estación 1 - San José de Saramuro - Julio 2014.
187. Al respecto, de los descargos presentados por Petroperú, se advierte que dicha empresa no ha desvirtuado la conducta imputada en este extremo, argumentando en su lugar alegatos orientados a una presunta subsanación en tanto que las mencionadas acciones corresponden a una fecha posterior a la visita de supervisión materia del presente caso. En tal sentido, los mencionados medios probatorios presentados en su escrito de descargos serán analizados de manera posterior para la determinación de las medidas correctivas a ordenar, de ser el caso.
188. Asimismo, corresponde señalar que las acciones emprendidas por Petroperú con posterioridad a la visita de supervisión no cesa el carácter sancionable ni lo



exime de responsabilidad por el hecho detectado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del TUO del RPAS<sup>102</sup>.

189. Por lo tanto, conforme a lo establecido en el Artículo 16° del TUO del RPAS, la conducta detectada por la Dirección de Supervisión el 4 de enero del 2012 referida a que Petroperú realizó un adecuado manejo y almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos, ha quedado claramente acreditada al ceñirnos a lo establecido en el Informe de Supervisión y los registros fotográficos obtenidos durante la referida visita de supervisión, los cuales constituyen medios probatorios fehacientes, no existiendo prueba en contrario.
190. En atención a las consideraciones expuestas, Petroperú incumplió lo establecido en el Artículo 48° del RPAAH, en concordancia con el Artículo 39° del RLGRS; en consecuencia, corresponde declarar la existencia de responsabilidad administrativa, de conformidad con el Artículo 2° de las Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el artículo 19° de la Ley N° 30230, aprobadas mediante Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.

#### V.4. Análisis de la cuarta cuestión en discusión: Si Petroperú presentó al OEFA el Informe Preliminar de Emergencias dentro del plazo legal establecido

##### V.4.1 Marco Normativo



191. El numeral 6.1 del artículo 6° de la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD que aprueba el Procedimiento para el Reporte y Estadísticas en materia de Emergencias y Enfermedades Profesionales en las Actividades del Subsector Hidrocarburos (en lo sucesivo, Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD) señala lo siguiente:

***"Artículo 6°.- Procedimiento de Reporte de Emergencias  
(...)***

***6.1 Ocurrida la Emergencia (accidentes graves o fatales, siniestros o emergencia operativa), la empresa autorizada deberá remitir a OSINERGMIN un Informe Preliminar, utilizando los siguientes formatos, según corresponda:***

***Formato N° 1: Informe Preliminar de accidentes graves o fatales, o accidentes con daños materiales graves.***

***Formato N° 2: Informe Preliminar de Siniestros.***

***Formato N° 3: Informe Preliminar de Emergencias Operativas.***

***Los Informes Preliminares deberán remitirse al OSINERGMIN, dentro de las 24 horas de ocurrida la emergencia, por vía fax o por mesa de partes o mediante vía electrónica habilitada por OSINERGMIN."***

(El subrayado ha sido agregado).

192. De lo anterior se desprende que los titulares de hidrocarburos tienen la obligación de remitir al OEFA<sup>103</sup> su Informe Preliminar de Emergencia dentro de

<sup>102</sup> Texto Único Ordenado del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD

***"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."***





las 24 horas de ocurrido el siniestro. Asimismo, este informe deberá ser presentado utilizando el adecuado formato según corresponda vía fax, mesa de partes o mediante vía electrónica habilitada por el OEFA.

#### V.4.2 Análisis del hecho imputado N° 5

193. Conforme se ha indicado, el 26 de diciembre del 2011 ocurrió un derrame de petróleo crudo debido a la rotura de la línea de transporte de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.

194. En su escrito de descargos Petroperú señala que el 27 de diciembre del 2011 presentó ante el OSINERGMIN el Informe Preliminar de Siniestro N° USIPA-004-2011; es decir, dentro de las veinticuatro (24) horas de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo (26 de diciembre del 2011). Para sustentar lo indicado, adjunta copia de la Carta N° ADOL-USIPA-377-2011 presentada al OSINERGMIN el 27 de diciembre del 2011 que adjunta el Informe Preliminar de Siniestros.

195. Del mismo modo, Petroperú agrega que dicho documento no fue remitido al OEFA en dicha fecha sino recién el 4 de enero del 2012 mediante correo electrónico, toda vez que a la fecha de la ocurrencia del derrame (26 de diciembre del 2011), no contaba con un procedimiento de reporte de emergencias ambientales; y que, la obligación de remitir los reportes de emergencias ambientales al OEFA surgió recién con la entrada en vigencia del Reglamento del Reporte de Emergencias Ambientales de las Actividades bajo el ámbito de competencia del OEFA, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 018-2013-OEFA/CD.



196. Sobre el particular, cabe señalar que mediante la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013, que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente, se creó el OEFA. En ese sentido, el Artículo 11° de la Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental<sup>104</sup>, estableció como funciones generales del OEFA, la función evaluadora, supervisora directa, la función supervisora de entidades públicas, la función fiscalizadora, sancionadora y normativa en materia ambiental.



197. Asimismo, la Primera Disposición Complementaria Final de la citada Ley<sup>105</sup> estableció que el OEFA asumiría las funciones de evaluación, supervisión,

<sup>103</sup> Conforme a lo dispuesto en el artículo 4 del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM que aprueba el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA, al término del proceso de transferencia de funciones, toda referencia a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental que realiza el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN, se entenderá como efectuada al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental-OEFA

<sup>104</sup> **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.**

**"Artículo 11°.- Funciones generales**

Son funciones generales del OEFA:

(...)

d) Función Fiscalizadora y Sancionadora: comprende la facultad de investigar la comisión de posibles infracciones administrativas sancionables y de imponer sanciones por el incumplimiento de obligaciones así como de las normas ambientales y de los mandatos o disposiciones emitidas por el OEFA."

<sup>105</sup> **Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.**

**Disposiciones Complementarias Finales**

"Primera.-

(...)





fiscalización, control y sanción en materia ambiental que las entidades sectoriales se encuentran ejerciendo. Por ello, mediante la Resolución N° 001-2011-OEFA/CD<sup>106</sup>, se aprobaron los aspectos objeto de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos líquidos provenientes del OSINERGMIN, estableciendo que el OEFA asumiría dichas funciones ambientales desde el 4 de marzo del 2011.

198. En esa misma línea, el Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM que aprobó el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA el 20 de enero del 2010, estableció en su Artículo 4° que luego de la transferencia de funciones, todas las referencias normativas relacionadas con las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental por parte del OSINERGMIN debían entenderse como efectuadas por el OEFA, conforme se describe a continuación:

**"Artículo 4°.- Referencias Normativas**

*Al término del proceso de transferencia de funciones, toda referencia a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental que realiza el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, se entenderá como efectuada al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, pudiendo éste último sancionar las infracciones en materia ambiental que hayan sido tipificadas mediante normas y reglamentos emitidos por el OSINERGMIN, aplicando la escala de sanciones que para tal efecto hubiere aprobado dicho organismo regulador.*

(El subrayado ha sido agregado).

199. Por tanto, lo alegado por Petroperú con relación a que, a la fecha de la ocurrencia del derrame (26 de diciembre del 2011), no tenía la obligación de remitir al OEFA su Informe Preliminar de Siniestro debido a que no contaba con un procedimiento de reporte de emergencias ambientales, carece de sustento legal en tanto que, desde el 4 de marzo del 2011 el OEFA es la autoridad competente para supervisar, fiscalizar y sancionar las actividades de hidrocarburos en materia ambiental en base a lo dispuesto en el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM<sup>107</sup> y la Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD. Por tal motivo, desde dicha fecha, el OEFA es la entidad

Las entidades sectoriales que se encuentren realizando funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental, en (30) días útiles, contado a partir de la entrada en vigencia del respectivo Decreto Supremo, deben individualizar el acervo documentario, personal, bienes y recursos que serán transferidos al OEFA, poniéndolo en conocimiento y disposición de éste para su análisis acordar conjuntamente los aspectos objeto de la transferencia (...).

<sup>106</sup> Así, del Acta N° 010-2010-CTOO de la sesión de la Comisión de Transferencia OSINERGMIN-OEFA llevada a cabo el 06 de enero de 2011, se advierte que en el punto 1 de la Sección D) "Individualización", se establece:

**"D. Individualización**

**1. Del Acervo Documentario objeto de transferencia**

*Forman parte del acervo documentario todos los documentos y expedientes existentes en el OSINERGMIN, que se deriven de las funciones, procesos y procedimientos de supervisión y fiscalización en gas natural, electricidad e hidrocarburos líquidos en materia ambiental. El término "documento" se entiende en su acepción extensiva y comprende, entre otros, material impreso, manuscrito, mecanografiado, gráfico, fotográfico, mapas, documentos georeferenciados, material sonoro, filmico, digital y audiovisual, entre otros.*

(El subrayado ha sido agregado).

<sup>107</sup> Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM Artículo 1.- Inicio del proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA  
Apruébese el inicio del proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.



responsable para exigir a los titulares de las actividades de hidrocarburos que presenten sus Informes Preliminares de Siniestros, dentro de las 24 horas de ocurrido el siniestro.

200. Así, conforme a lo dispuesto en el Numeral 6.1 del Artículo 6° de la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, Petroperú tenía la obligación de presentar ante el OEFA el Informe Preliminar de Siniestros dentro de las veinticuatro (24) horas de la ocurrencia del derrame. Es decir, debía presentar al OEFA el Formato N° 2 – Informe Preliminar de Siniestros aprobado por el Artículo 2° de la citada norma hasta el 27 de diciembre del 2011. Dicho formato debía remitirse, vía fax, mesa de partes o vía electrónico habilitado por el citado organismo. Sin embargo, en el presente caso, el administrado no remitió el Informe Preliminar de Emergencias al OEFA dentro del plazo legal establecido, lo cual se corrobora de la revisión de la copia del correo electrónico del 4 de enero del 2012, donde el administrado informó que por motivos de desconocimiento del cambio de competencia el incidente de derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011 no fue reportado de manera oportuna al OEFA.
201. Sin perjuicio de lo expuesto, cabe precisar que el Numeral 1.4 del Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG<sup>108</sup> recoge el principio de razonabilidad, el cual establece que las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.
202. En atención al referido principio, Morón Urbina sostiene que para cumplir con el principio de razonabilidad una disposición de gravamen debe cumplir con mantener la proporción entre los medios y fines, es decir, debe optar por el gravamen que sea proporcional a la finalidad perseguida por la norma legal<sup>109</sup>.
203. De lo actuado en el Expediente, en la medida que Petroperú presentó ante el OSINERGMIN el Informe Preliminar de Siniestro N° USIPA-004-2011 el 27 de diciembre del 2011; es decir, dentro de las veinticuatro (24) horas de la ocurrencia del derrame de petróleo crudo (26 de diciembre del 2011); asimismo,



108

Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

"Artículo IV.- Principios del procedimiento administrativo

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

1.4. Principio de razonabilidad.- Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido."

109

MORÓN URBINA, Juan Carlos. *Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General*. Editorial Gaceta Jurídica. Novena Edición. Lima, 2009, p. 70.

"(...) Para cumplir con el principio de razonabilidad una disposición de gravamen (por ejemplo, una sanción administrativa, la ejecución de acto, la limitación de un derecho, etc.), debe cumplir con:

(...)

- Mantener la proporción entre los medios y fines. Quiere decir que la autoridad al decidir el tipo de gravamen a emitir o entre los diversos grados que una misma nación puede conllevar, no tiene plena discrecionalidad para la opción, sino que debe optar por aquella que sea proporcional a la finalidad perseguida por la norma legal."

(El énfasis ha sido agregado)



remitió al OEFA el Formato N° 2 – Informe Preliminar de Siniestros el 4 de enero del 2012 por vía correo electrónico [reportesemergencia@oefa.gob.pe](mailto:reportesemergencia@oefa.gob.pe); es decir, ocho (8) días después; en aplicación del principio de razonabilidad dado que dichas acciones cumplieron con la finalidad perseguida por la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, corresponde archivar el presente procedimiento administrativo en este extremo.

## VI. MEDIDA CORRECTIVA

### VI.1 Objetivo, marco legal y condiciones de las medidas correctivas

204. 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>110</sup>.

205. 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 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"*.

206. 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"*.

207. Asimismo, los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas<sup>111</sup> establecen las directrices y metodología para la aplicación de medidas correctivas por parte del OEFA.

208. 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.

### 1.2 Medidas correctivas aplicables

209. En el presente caso se ha determinado la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte por la comisión de dos (2) infracciones administrativas:

- (i) 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 a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.

<sup>110</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. Circulo de Derecho Administrativo. Lima, p. 147.

<sup>111</sup> Aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD.



(ii) Infracción al Artículo 48° del RPAAH, en concordancia con el Artículo 39° del RLGRS toda vez que Petroperú no realizó un adecuado almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos, al almacenar tierra impregnada con hidrocarburo en terrenos abiertos y sobre suelo natural.

a) **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 a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos**

210. En el presente caso ha quedado acreditado que Petroperú no realizó las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su PAMA a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos como el ocurrido el 26 de diciembre del 2011.

211. A efectos de acreditar que cumplió con subsanar la conducta infractora acreditada, Petroperú la mediante carta ADOL-052-2012 presentada a la Dirección de Supervisión el 31 de enero del 2012 remitió el Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos debido al derrame del 26 de diciembre del 2011, conforme al siguiente detalle<sup>112</sup>:

**Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas afectadas con hidrocarburos**

ITEM	ACTIVIDAD	2011																								OBSERVACIONES	
		D		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE					
		04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		28
1	Confinamiento del producto derramado	[Barra horizontal]																								Actividad ejecutada	
2	Limpieza del área realizada por cuadrillas de personal contratado	[Barra horizontal]																								Actividad ejecutada	
3	Limpieza del área haciendo uso de maquinaria pesada	[Barra horizontal]																								Actividad ejecutada	
4	Embolsado de tierra contaminada	[Barra horizontal]																								Actividad ejecutada	
5	Colocación de tierra contaminada en poza de tratamiento	[Barra horizontal]																								Actividad ejecutada. Disposición en zona protegida de la lluvia.	
6	Análisis físico-químico del suelo del área impacta al finalizar los trabajos de remediación	[Barra horizontal]																								A través de una empresa calificada Consorcio Perling SAC - ENVIRONMENTAL PERU SAC - INASSA.	
7	Traslado de tierra contaminada por EPS-MS	[Barra horizontal]																								A través de la EPS - RS Green Care del Perú	
8	Cobertura de caja de la tubería después de la reparación parcial / integral	[Barra horizontal]																								Longitud de cambio dependerá del resultado de la inspección y pruebas de tubería, pudiendo ser entre 15 a 125 metros, a ejecutarse en época de estiaje (temporada fría seca)	



212. De la revisión del presente cronograma se verifica que como acciones de rehabilitación Petroperú se comprometió a efectuar actividades de confinamiento y limpieza del área impactada con hidrocarburos y análisis físico-químico del suelo afectado con petróleo crudo, a efectos de acreditar la rehabilitación del mismo.

213. Petroperú por su parte a través del escrito presentado el 12 de agosto del 2014, remitió el Informe de Análisis fisicoquímico N° AFQ-002-12-PCI emitido por el

<sup>112</sup> Folio 80 del Expediente.



Consortio Penning S.A.C. Environmental Perú S.A.C. del 22 de febrero del 2012. En el mencionado informe se advierten los siguientes resultados<sup>113</sup>:

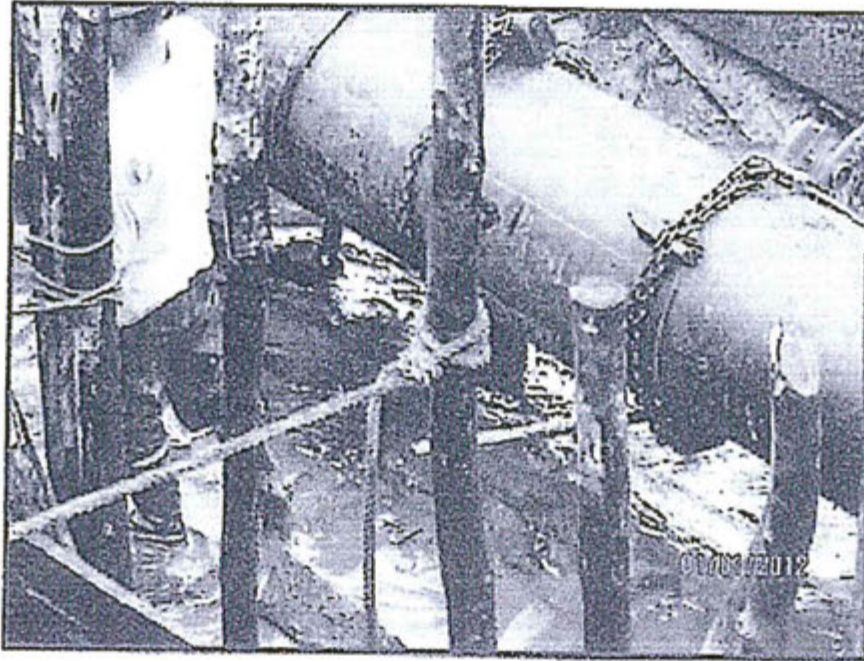
**Cuadro N° 9: Resultados de análisis fisicoquímico de suelos**

Fecha de muestreo: 28-01-2012		
RESULTADOS		
Parámetro	SUELO (1)	Unidades
pH	6,4	-
Humedad	12,6	%
Bario Total	70,50	mg/Kg
Cadmio Total	0,12	mg/Kg
Cromo Total	40,11	mg/Kg
Plomo Total	11,58	mg/Kg
Mercurio Total	<L.C.	mg/Kg
TPH (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	959	mg/Kg

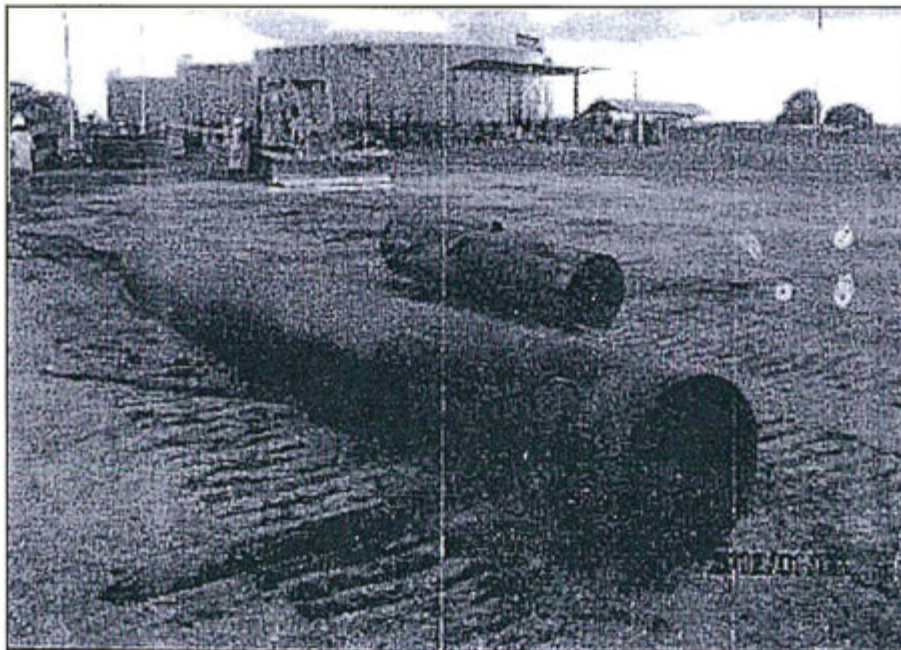
(1) Muestra de suelo tomada en la Estación 1  
<L.C., Menor al límite de Cuantificación

214. No obstante, cabe precisar que los Informes de Análisis emitidos por el Consorcio Penning S.A.C. Environmental Perú S.A.C. del 22 de febrero del 2012 no consignan coordenadas que acrediten que dichos análisis químicos fueron realizados dentro de las instalaciones de la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano donde ocurrió el derrame de petróleo crudo.
215. Posteriormente, a través de la Carta ADOL-056-2012 presentada el 2 de febrero del 2012 Petroperú remitió un registro fotográfico por medio del cual pretende acreditar la limpieza (arenas con trazas de hidrocarburos) del área de la Estación 1 – Saramuro que fue impregnada con hidrocarburos; sin embargo, dicho medio probatorio no resulta suficiente para acreditar dichas acciones. Asimismo, dicho registro fotográfico no cuenta con las respectivas coordenadas que acrediten que corresponde a la zona del derrame.
216. Por otro lado, cabe señalar que mediante el Informe Final de Siniestros, Petroperú adjuntó el registro fotográfico a través del cual evidenció que con fecha 1 de enero del 2012 efectuó la reparación temporal de la tubería (colocación de media camiseta en la tubería rota):

<sup>113</sup> Folios del 148 al 163 del Expediente.



217. Posteriormente, a través de su escrito de descargos Petroperú presentó el registro fotográfico de la tubería deteriorada y retirada de la zona del derrame de petróleo crudo; sin embargo, dicho registro fotográfico no resulta suficiente para acreditar el cambio de la tubería deteriorada y cierre de la zanja donde se originó el derrame de petróleo crudo, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación:





218. En consecuencia, esta Dirección considera ordenar la siguiente medida correctiva:

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma para acreditar el cumplimiento
<p>Incumplir el compromiso establecido en el PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación N° 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 9° del RPAAH.</p>	<p>Acreditar el total confinamiento del petróleo crudo derramado y la limpieza de la zona donde se originó el derrame (zanja) correspondiente a la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.</p>	<p>En un plazo no mayor de cuarenta (40) días hábiles contados desde la notificación de 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 un informe que adjunte fotografías debidamente fechadas y con coordenadas UTM WGS84 u otros documentos que acrediten el total confinamiento del petróleo crudo derramado y la limpieza de la zona donde se originó el derrame (zanja y áreas adyacentes) correspondiente a la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.</p>
	<p>Acreditar el cierre de la zanja después del cambio de la tubería donde se originó el derrame de petróleo crudo, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.</p>	<p>En un plazo no mayor de ciento sesenta y tres (163) días hábiles contados desde la notificación de 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 un informe que adjunte documentos (contratos, ordenes de servicio y/u otros) y registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84 que acrediten el cierre de la zanja después del cambio de la tubería donde se originó el derrame de petróleo crudo; asimismo, que adjunte los resultados de calidad de suelos (adjuntar informes de ensayo realizado por un laboratorio acreditado) que acrediten la remediación total del área afectada.</p>
	<p>Acreditar con resultados de calidad de suelos, la remediación de la zona afectada con hidrocarburos en la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.</p>		

219. Dicha medida correctiva tiene como finalidad acreditar el cumplimiento de su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación a efectos de que el área afectada con hidrocarburos se encuentra libre de contaminantes o en su defecto que han sido reducidos a su mínima expresión, lo cual lleva a acreditar la remediación del área contaminada, considerando de manera referencial los Estándares de



Calidad de suelos (ECA) aprobado por el Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM.

220. A efectos de fijar un plazo razonable para el cumplimiento de la medida correctiva, en el presente caso se ha tomado en consideración el tiempo necesario de cuarenta (40) días hábiles para que el administrado realice la planificación y verificación de la zona del derrame el confinamiento del total del petróleo crudo, la limpieza de la zona.
221. Asimismo, a efectos de fijar un plazo razonable para el cumplimiento de las acciones correspondientes al cambio de la tubería y cierre de la zanja<sup>114</sup> y la toma de muestras a ser analizadas, así como el análisis por parte de un laboratorio lo cual garantiza la certeza de los resultados mostrados<sup>115</sup> se ha tomado en consideración un plazo necesario de ciento sesenta y tres (163) días hábiles.
- b) **Infracción al Artículo 48° del RPAAH, en concordancia con el Artículo 39° del RLGRS toda vez que Petroperú no realizó un adecuado almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos, al almacenar tierra impregnada con hidrocarburo en terrenos abiertos y sobre suelo natural**
222. Petroperú señala en su escrito de descargos que luego de la visita de supervisión habría realizado la disposición de los sacos con tierra contaminada en el Almacén Temporal de Residuos Sólidos Peligrosos. Posteriormente, habría contratado los servicios de la Empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos (EPS-RS) Green Care del Perú, a efectos de que realice recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos peligrosos durante el periodo de agosto del 2013 hasta abril del 2014.
223. Para sustentar sus afirmaciones Petroperú adjuntó un registro fotográfico y Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos del servicio de recolección, transporte y disposición final de los residuos sólidos generados en las Estaciones 1, 5, 6, 7, 8, 9 y Terminal Bayovar.
224. De la revisión del registro fotográfico presentado por Petroperú se puede evidenciar que Petroperú habría retirado los residuos sólidos peligrosos generados a raíz del derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011 (tierra contaminada con hidrocarburos):



<sup>114</sup> Sistema Electrónico de Contrataciones con el Estado (SEACE). Servicio de reemplazo de tuberías de enfriamiento de succión y descarga de bombas de proceso durante la XIII Inspección general de UDP.

**Disponible en:**

<https://zonasegura.seace.gob.pe/documentos/mon/docs/contratos/2015/2433/332675312052015104548.pdf>  
[Última revisión: 31/03/2016].

<sup>115</sup> Sistema Electrónico de Contrataciones con el Estado (SEACE): CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE MONITOREO DE SUELOS EN ELECTRO ORIENTE S.A., N° G-28-2016.

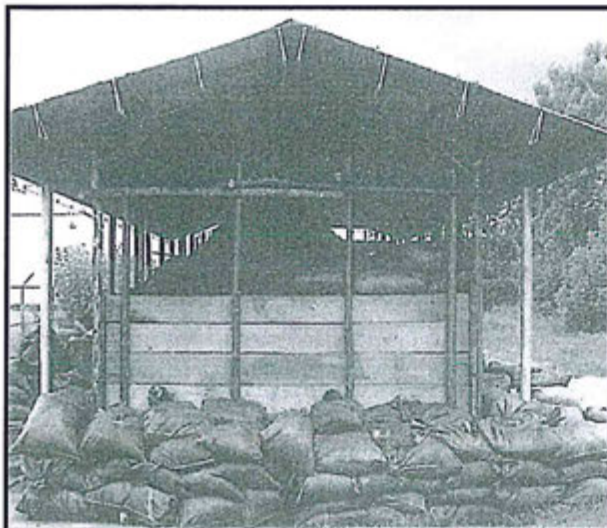
**CLÁUSULA QUINTA:**

*El plazo contractual para la ejecución del servicio será (100) días calendario, contados a partir del día siguiente de la suscripción del contrato, el cual comprenderá hasta la entrega del producto final.*

**Disponible en:**

<https://zonasegura.seace.gob.pe/documentos/mon/docs/contratos/2016/2406/341976210022016194913.PDF>  
[Última revisión: 31/03/2016].





225. No obstante lo indicado, si bien del registro fotográfico se evidencia el retiro de los residuos sólidos peligrosos generados a raíz del derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011 (tierra contaminada con hidrocarburos), lo cierto es que Petroperú no acreditó el adecuado almacenamiento de los mismos en su Almacén Temporal de Residuos Peligrosos de la Estación 1 – Saramuro.

226. Del mismo modo, Petroperú tampoco acreditó la disposición final de los residuos sólidos peligrosos generados a raíz del derrame de petróleo crudo del 26 de diciembre del 2011 (tierra contaminada con hidrocarburos), en tanto que de la revisión de los medios probatorios presentados por Petroperú, el administrado solo acredita la autorización de ingreso a instalaciones de operaciones de Oleoducto Norperuano por parte de terceros, lo cual no acredita la disposición final de los residuos sólidos peligrosos a través de una Empresa Prestadora de Servicios – EPS-RS. Por lo tanto, no subsana la conducta infractora.

227. En consecuencia, esta Dirección considera ordenar la siguiente medida correctiva:

Conducta infractora	Medida correctiva	
	Obligación	Forma y plazo para acreditar el cumplimiento
Haber almacenado residuos sólidos peligrosos en terrenos abiertos y sobre suelo natural, conducta que vulnera el Artículo 48° del RPAAH, en concordancia con el Artículo 39° del RLGRS.	Acreditar que la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano cuenta con instalaciones de almacenamiento temporal de residuos sólidos, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.	En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución, remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe que adjunte un plano de ubicación y registros fotográficos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS84 de las instalaciones de almacenamiento temporal de residuos sólidos que cumplan lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.



- 228. La finalidad de la medida correctiva es asegurar que los residuos sólidos peligrosos se encuentren dentro de instalaciones de almacenamiento que cumplan con los requisitos mínimos establecidos en la Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento.
- 229. Para la justificación del plazo de la medida correctiva, se tomó como referencia el Contrato STD-COLTO-75-03 "Construcción de Almacén Temporal de Residuos Peligrosos en la Estación de Rebombío Jiménez, el cual incluye cobertizos y sistemas de alarma" a cargo de la Empresa Pemex Refination, el cual tiene un plazo de cumplimiento de sesenta (60) días<sup>116</sup>. Ya que no se especifica si son hábiles o calendario, se contaron como días hábiles en beneficio del administrado. Sin embargo, sólo se ha considerado un plazo de quince (15) días hábiles puesto que la medida correctiva no exige la implementación del Almacén Temporal de Residuos Sólidos de la Estación 1 –
- 230. Cabe informar que de acuerdo a lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, luego de ordenadas las medidas correctivas, se suspenderá el procedimiento administrativo sancionador. Si la autoridad administrativa verifica el cumplimiento de las medidas correctivas ordenadas, el presente procedimiento administrativo sancionador concluirá. De lo contrario, se reanudará, habilitando al OEFA para imponer la sanción respectiva.
- 231. 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 a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones:


N°	Conducta infractora	Norma que establece la sanción
----	---------------------	--------------------------------

<sup>116</sup> PEMEX REFINATION (México). Contrato STD-COLTO-75-03. Contratos adjudicados en materia de Obra Pública, celebrados del 12 de Junio de 2003 al 29 de Febrero de 2004. Disponible en: <file:///C:/Users/pvargas/Downloads/CONTRATOS%20DE%20OBRA.pdf> (Fecha de consulta: 30/03/2016)



1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación 1 - Saramuro 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.
2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. realizó un inadecuado almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos, al almacenar tierra impregnada con hidrocarburo en terrenos abiertos y sobre suelo natural.	Artículo 48° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el Artículo 39° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

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

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Forma para acreditar el cumplimiento
 Incumplir el compromiso establecido en el PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento a la línea de 24" de diámetro de la Estación N° 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 9° del RPAAH.	Acreditar el total confinamiento del petróleo crudo derramado y la limpieza de la zona donde se originó el derrame (zanja) correspondiente a la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.	En un plazo no mayor de cuarenta (40) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución.	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 un informe que adjunte fotografías debidamente fechadas y con coordenadas UTM WGS84 u otros documentos que acrediten el total confinamiento del petróleo crudo derramado y la limpieza de la zona donde se originó el derrame (zanja y áreas adyacentes) correspondiente a la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano.
	Acreditar el cierre de la zanja después del cambio de la tubería donde se originó el derrame de petróleo crudo, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.	En un plazo no mayor de ciento sesenta y tres (163) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución.	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 un informe que adjunte documentos (contratos, ordenes de servicio y/u



	<p>Acreditar con resultados de calidad de suelos, la remediación de la zona afectada con hidrocarburos en la Estación 1 - Saramuro del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a lo establecido en su Cronograma de Trabajos de Rehabilitación de las áreas.</p>	<p>otros) y registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84 que acrediten el cierre de la zanja después del cambio de la tubería donde se originó el derrame de petróleo crudo; asimismo, que adjunte los resultados de calidad de suelos (adjuntar informes de ensayo realizado por un laboratorio acreditado) que acrediten la remediación total del área afectada.</p>
<p>Petróleos del Perú – Petroperú S.A. realizó un inadecuado almacenamiento de sus residuos sólidos peligrosos, al almacenar tierra impregnada con hidrocarburo en terrenos abiertos y sobre suelo natural.</p>	<p>Acreditar que la Estación 1 – Saramuro del Oleoducto Norperuano cuenta con instalaciones de almacenamiento temporal de residuos sólidos, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.</p>	<p>En un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución, remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe que adjunte un plano de ubicación y registros fotográficos debidamente fechados y con coordenadas UTM WGS84 de las instalaciones de almacenamiento temporal de residuos sólidos que cumplan lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.</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°.-** Archivar el presente procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A., en los siguientes extremos:

N°	Presuntas conductas infractoras	Norma que establece la presunta obligación incumplida
1	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. habría remitido información inexacta respecto del volumen de crudo derramado en el incidente ocurrido el 26 de diciembre de 2011.	Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.



2	Petróleos del Perú – Petroperú S.A. no habría realizado una adecuada impermeabilización del área estanca de los tanques de almacenamiento de crudo.	Artículo 43° c) 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. no remitió el Informe Preliminar del derrame ocurrido el 26 de diciembre de 2011 al OEFA dentro del plazo de 24 horas.	Artículo 6° de la Resolución de Consejo Directivo N° 172-2009-OS/CD, mediante la cual se aprueba el Procedimiento para el Reporte y Estadística en materia de emergencias y enfermedades profesionales en las Actividades del Subsector de Hidrocarburos.

**Artículo 6°.-** 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 7°.-** 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

  
 .....  
 Elmer Gianfranco Mejía Trujillo  
 Director de Fiscalización, Sanción y  
 Aplicación de Incentivos  
 Organismo de Evaluación y  
 Fiscalización Ambiental - OEFA



