



EXPEDIENTE N° : 740-2016-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PLUSPETROL NORTE S.A.
UNIDAD PRODUCTIVA : LOTE 8
UBICACIÓN : DISTRITOS DE TROMPETEROS, URARINAS Y PARINARI, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LORETO
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
MATERIAS : IMPACTOS NEGATIVOS AL AMBIENTE
 MEDIDAS CORRECTIVAS
 RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA

Lima, 25 de setiembre del 2017

VISTOS: El Informe Final de Instrucción N° 0612-2017-OEFA/DFSAI/SDI del 28 de junio del 2017, el escrito de descargo del 2 de agosto del 2017 presentado por Pluspetrol Norte S.A; y, demás actuados en el expediente;

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

- Del 22 al 23 de julio del 2013, la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA (en lo sucesivo, Dirección de Supervisión) realizó una acción de supervisión especial a las instalaciones del Lote 8 operado por Pluspetrol Norte S.A. (en lo sucesivo, Pluspetrol), con la finalidad de verificar el cumplimiento de la normativa ambiental y de sus obligaciones ambientales fiscalizables, en atención al derrame de petróleo crudo producido en el Km. 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro.
- Del 31 de julio al 01 de agosto de 2013, la Dirección de Supervisión realizó una acción de supervisión especial al Lote 8 de Pluspetrol, debido a una nueva emergencia ambiental ocasionada por el derrame de hidrocarburos ocurrido en el Km. 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro.
- Los resultados de las referidas supervisiones han sido recogidos en los siguientes documentos:

Tabla N° 1
Relación de Supervisiones efectuadas a Pluspetrol

Visitas	Fecha de Supervisión	Acta de Supervisión	Informe de Supervisión
Primera	22 al 23 de julio del 2013	Acta de Supervisión Especial ¹	1434-2013-OEFA/DS-HID
Segunda	31 de julio al 01 de agosto de 2013	Acta de Supervisión Especial ²	1433-2013-OEFA/DS-HID

Elaboración: DFSAI

¹ El Acta de Supervisión Especial se encuentran en las páginas 167 a la 169 del documento denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

² El Acta de Supervisión Especial se encuentran en las páginas 119, 121 y 123 del documento denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.



4. Como se puede apreciar, los hechos detectados en las acciones de supervisión mencionadas han sido desarrollados tanto en el Informe N° 1434-2013-OEFA/DS-HID³ (en lo sucesivo, Informe de Supervisión I), como en el Informe N° 1433-2013-OEFA/DS-HID⁴, (en lo sucesivo, Informe de Supervisión II), documentos que contienen el detalle de los supuestos incumplimientos de las obligaciones ambientales fiscalizables cometidas por el administrado.
5. Asimismo, el Informe Técnico Acusatorio N° 753-2016-OEFA/DS⁵ del 30 de junio del 2016 (en lo sucesivo, Informe Técnico Acusatorio) elaborado por la Dirección de Supervisión, contiene el desarrollo de los presuntos incumplimientos detectados durante la acciones de supervisión referidas.
6. Mediante la Resolución Subdirectorial N° 064-2017-OEFA-DFSAI/SDI⁶ del 16 de enero de 2017 y notificada el 23 de enero de dicho año⁷, la Subdirección de Instrucción e Investigación (en lo sucesivo, Subdirección de Instrucción) de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (en lo sucesivo, DFSAI) inició el presente procedimiento administrativo sancionador (en lo sucesivo, PAS) contra Pluspetrol, atribuyéndole a título de cargo la presunta conducta infractora que se detalla a continuación en la Tabla N° 2:

Tabla N° 2
Presunto Incumplimiento detectado a Pluspetrol

Hecho imputado	Norma supuestamente incumplida	Norma que tipifica la eventual infracción y sanción	Eventual sanción aplicable
Pluspetrol Norte S.A. no habría adoptado acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por los derrames ocurridos en el kilómetro 88 + 180 y en el kilómetro 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 74° y en el numeral 1 del Artículo 75° de la Ley 28611, Ley General del Ambiente.	Numeral 3.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Escala de Multas y Sanciones del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.	Hasta 10,000 UIT



7. El 09 de febrero del 2017, Pluspetrol presentó su escrito de descargos⁸ a la resolución de imputación de cargos.

³ Documento denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto que obra en el folio 9 del Expediente.

⁴ Documento denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto que obra en el folio 9 del Expediente.

⁵ Folios del 1 al 8 del Expediente.

⁶ Folios del 10 al 17 del Expediente.

⁷ Folio 18 del Expediente.

⁸ Folios del 22 al 47 del Expediente.



8. El 24 de julio del 2017, mediante Carta N° 1276-2017-OEFA/DFSAI/SDI⁹ del 20 de julio del 2017, se notificó a Pluspetrol el Informe Final de Instrucción N° 0612-2017-OEFA/DFSAI/SDI¹⁰ (en lo sucesivo, Informe Final de Instrucción).
9. El 2 de agosto del 2017, Pluspetrol¹¹ presentó sus descargos¹² al Informe Final de Instrucción.

II. NORMAS PROCEDIMENTALES APLICABLES AL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR

10. El presente PAS se encuentra en el ámbito de aplicación de la Ley N° 30230, por lo que corresponde aplicar al mismo las disposiciones contenidas en la citada Ley, en las "Normas Reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230", aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD (en lo sucesivo, Normas Reglamentarias) y en el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en lo sucesivo, TUO del RPAS).
11. En ese sentido, siendo de aplicación la Ley N° 30230, se verifica que la infracción imputada en el presente PAS es distinta al supuesto establecido en los Literales a), b) y c) del Artículo 19° de la referida Ley, pues de las imputaciones no se aprecia infracción que genere daño real a la salud o vida de las personas, el desarrollo de actividades sin certificación ambiental o en zonas prohibidas, o la reincidencia. En tal sentido, en concordancia con el Artículo 2° de las Normas Reglamentarias, de acreditarse la existencia de infracciones administrativas, 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.

12. Cabe resaltar que en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, la primera resolución suspenderá el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de la medida correctiva, de lo contrario se reanudará quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

III. ANALISIS DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO SANCIONADOR

- III.1 **Único hecho imputado:** Pluspetrol no adoptó acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por los derrames ocurridos en el kilómetro 88 + 180 y en el kilómetro 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8

⁹ Folios 58 del Expediente.

¹⁰ Folios del 48 al 57 del Expediente (anverso y reverso).

¹¹ Registro Único de Contribuyente N° 20504311342.

¹² Folios del 40 al 51 del Expediente.





13. El numeral 113.2 del Artículo 113° de la Ley N° 28611 – Ley General del Ambiente (en lo sucesivo, LGA) señala como objetivos de la gestión ambiental - en materia de calidad ambiental - el preservar, conservar, mejorar y restaurar, según corresponda, la calidad del aire, el agua, los suelos y demás componentes del ambiente, identificando y controlando los factores de riesgo que la afecten. De otro lado, el Artículo 74°¹³ del citado dispositivo legal, establece la responsabilidad de los titulares de las actividades de hidrocarburos por los impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades.
14. En lo que concierne a las actividades u operaciones de hidrocarburos, el Artículo 3°¹⁴ del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM (en lo sucesivo, RPAAH) establece la responsabilidad de los titulares de las actividades de hidrocarburos por los Impactos Ambientales provocados en el desarrollo de sus actividades.
15. De forma complementaria a lo indicado, el Artículo 75°¹⁵ de la LGA señala el deber de los titulares de operaciones de adoptar medidas de prevención del riesgo y daño ambiental, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental correspondientes.
16. De las normas citadas precedentemente, se concluye que Pluspetrol, en su calidad de titular de las actividades de hidrocarburos es responsable por los impactos ambientales que se pudiesen generar en el desarrollo de sus actividades. En consecuencia, les es exigible adoptar de forma prioritaria y preventiva medidas de conservación y protección ambiental en cada una de las etapas de sus operaciones.

III.1.1. Análisis del hecho imputado

a) Derrame del 18 de julio del 2013

17. El 18 de julio del 2013, Pluspetrol informó¹⁶ al OEFA mediante Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales sobre el derrame de petróleo crudo producido en el Km. 88 + 100 del Oleoducto Corrientes Saramuro debido a presuntos actos vandálicos originados por terceros.



- 13 **Ley N° 28611 – Ley General del Ambiente**
“Artículo 74.- *Todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades. Esta responsabilidad incluye los riesgos y daños ambientales que se generen por acción u omisión”.*
- 14 **Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM**
“Artículo 3°.- *Los Titulares a que hace mención el artículo 2° son responsables por (...) los Impactos Ambientales provocados por el desarrollo de sus Actividades de Hidrocarburos (...).”*
- 15 **Ley N° 28611 – Ley General del Ambiente**
“Artículo 75.-
75.1 *El titular de operaciones debe adoptar prioritariamente medidas de prevención del riesgo y daño ambiental en la fuente generadora de los mismos, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental que corresponda en cada una de las etapas de sus operaciones, bajo el concepto de ciclo de vida de los bienes que produzca o los servicios que provea, de conformidad con los principios establecidos en el Título Preliminar de la presente Ley y las demás normas legales vigentes”.*
- 16 Pluspetrol remitió al correo del OEFA reportesemergencia@oefa.gob.pe el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales en fecha 18 de julio de 2013.



18. A razón de lo anterior, la Dirección de Supervisión realizó del 22 al 23 de julio del 2013 una supervisión especial¹⁷ a las instalaciones del Lote 8 operado por Pluspetrol, donde constató la existencia de una grapa colocada sobre la tubería de la línea B de un tamaño de diez pulgadas (10"), ubicada en las coordenadas UTM 0506726E – 9498468N. Asimismo, se verificó la presencia de petróleo crudo disperso a lo largo del derecho de vía y la existencia de una barrera de contención de geomembranas colocadas en el extremo norte del área y otros colocados en las partes laterales y en proceso de instalación en el extremo sur.
19. Asimismo, del desarrollo del Informe de Supervisión I¹⁸, la Dirección de Supervisión concluyó que Pluspetrol no detectó a tiempo la existencia de condiciones anómalas en el bombeo del petróleo crudo. Ello se verificó debido a que los registros SCADA - que miden la curva de presión y caudal en tiempo real – indicaron que dichos parámetros de bombeo denotaban fuga de crudo, debiéndose añadir el incumplimiento del programa de inspección y recorrido del oleoducto Trompeteros – Saramuro, entre el 01 y 17 de julio del 2013 por parte del administrado.
20. La Dirección de Supervisión precisó que dichas acciones originaron impactos ambientales negativos; los cuales quedaron corroborados con los registros fotográficos¹⁹ N° 1, 2, 5 y 8 adjuntos al Informe de Supervisión I, que dan cuenta de la existencia del orificio de fuga de crudo producto de la falta de detección oportuna de dicha anomalía, la grapa instalada en el ducto y la zona afectada por el consecuente derrame de hidrocarburo.
21. En atención a ello, la Dirección de Supervisión señaló que Pluspetrol no adoptó acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por el derrame ocurrido en el kilómetro 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.

b) Derrame del 30 de julio del 2013

22. El 30 de julio del 2013, Pluspetrol informó²⁰ al OEFA mediante Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales sobre el derrame de petróleo crudo producido en el Km. 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro debido a presuntos actos vandálicos originados por terceros.
23. A razón de lo anterior, la Dirección de Supervisión realizó del 31 de julio al 1 de agosto del 2013 una acción de supervisión especial²¹ a las instalaciones del Lote



- ¹⁷ El Acta de Supervisión Especial se encuentra en la página 167 a la 169 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.
- ¹⁸ En el punto 4.8 *Hallazgos Detectados*, La Dirección de Supervisión describió el Hallazgo N° 1, que puede ser visualizado en la página 17 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.
- ¹⁹ Página 25 a la 29 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.
- ²⁰ Pluspetrol remitió al correo del OEFA reportesemergencia@oeffa.gob.pe el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales en fecha 18 de julio de 2013.
- ²¹ El acta de Supervisión Especial se encuentra en la página 119 a la 123 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.





8, donde constató que el volumen aproximado de petróleo crudo derramado en este segundo evento fue de 1.42 barriles, siendo el área afectada de 226 m².

24. Asimismo, del desarrollo del Informe de Supervisión II²², la Dirección de Supervisión concluyó que Pluspetrol continuó bombeando el crudo por el lapso de una hora con veinte minutos (1:20:00) aproximadamente, aun cuando tenía conocimiento de que el oleoducto presentaba fuga de crudo, no habiendo adoptado medidas de prevención y/o mitigación, originándose impactos ambientales, los cuales fueron corroborados con los registros fotográficos²³ N° 2, 4 y 5 adjuntos al referido informe. Dichos registros dan cuenta de la grapa colocada en la tubería para detener la fuga de crudo por el orificio producto del corte, el respectivo corte de 7 centímetros de largo, así como la fuga de hidrocarburo por el citado orificio.
25. En esa línea, el Informe Técnico Acusatorio concluyó que Pluspetrol tuvo conocimiento de la rotura del ducto a las 08:30 a.m., no obstante, no realizó ninguna acción de mitigación para revertir los impactos ambientales negativos que pudiesen generarse. En atención a ello, la Dirección de Supervisión concluyó que Pluspetrol no adoptó acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por el derrame ocurrido en el kilómetro Km. 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.

III.1.2. Análisis de descargos

a) Sobre el derrame ocurrido el 18 de julio del 2013 en el km 88 + 180

26. Pluspetrol afirmó que cumple con implementar controles operativos y de mantenimiento a fin de evitar y/o mitigar los impactos negativos en el ambiente, en la medida que, cuenta con cuadrillas de recorredores, quienes, de forma previa al inicio de transferencia, vigilan la integridad del oleoducto, reportando diariamente los avances y novedades, así como, cuenta con un registro de inspecciones de oleoductos. A fin de acreditar lo señalado, presentó la Carta PPN-MA-13-208, que establece el reporte del recorrido del kilómetro 85 + 350 al kilómetro 102 + 00 en el mes de julio del 2013.
27. Teniendo en consideración que la imputación consiste en que Pluspetrol no adoptó acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por el derrame ocurrido en el km. 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8, corresponde verificar si la carta a la que hace referencia acredita, efectivamente, la ejecución de dichas acciones.
28. Al respecto, de la revisión de la Carta PPN-MA-13-208²⁴ y sus anexos, se desprende que durante los primeros diecisiete (17) días del mes de julio del 2013 Pluspetrol no inspeccionó el tramo comprendido entre el Km 85 + 350 al 102 + 00, donde se ubica el km 88 + 180 (lugar de perforación del oleoducto), puesto

²² En el punto 4.8 *Hallazgo Detectado*, La Dirección de Supervisión describió el Hallazgo N° 1, que puede ser visualizado en la página 15 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

²³ Página 21 a la 25 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

²⁴ Folio 27 del expediente.



que el recorrido realizado del 1 al 17 de julio del 2013 comprendió únicamente los siguientes tramos:

Tabla N° 3
Recorridos efectivos al Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.

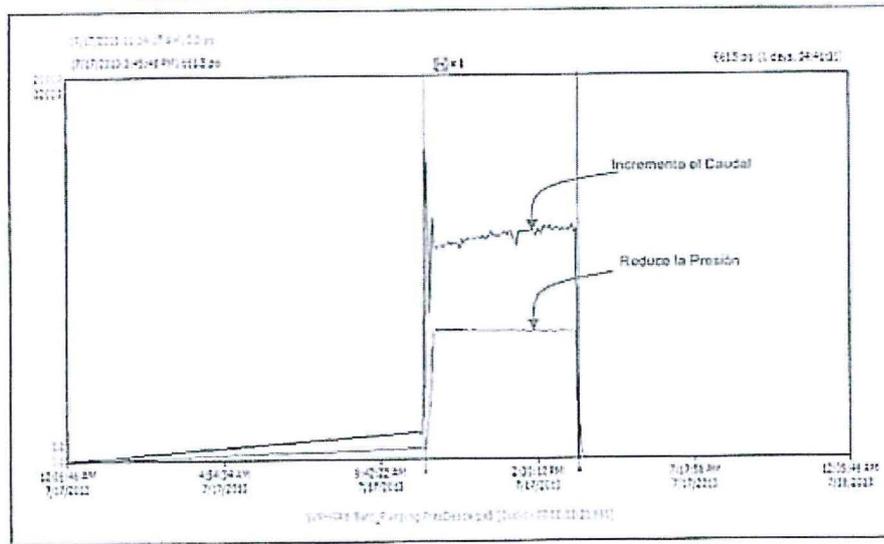
Fecha	Cuadrilla	Kilómetro Recorrido
1 al 17 de julio de 2013	Cuadrilla N°11	Km 54+200 al Km 85+350
	Cuadrilla N° 12	Km 102+00 al 108+200

Elaboración: DFSAI

29. En ese sentido, de la tabla anterior es posible concluir que el día 17 de julio del 2013 no se inspeccionó el lugar de ocurrencia del derrame (km 88 + 180), pues los recorridos referidos por el administrado en la Carta PPN-MA-13-208 (del 1 al 17 de julio del 2013) abarcaron tramos distintos.
30. Asimismo, un indicativo razonable de la perforación del ducto desde el día 17 de julio del 2013, inclusive, constituye el gráfico de la curva de Presión y Caudal del citado día, presentado por Pluspetrol, precisamente en la Carta PPN-MA-13-208, de la cual, se verificó lo siguiente:

Gráfico N° 1
Curva del Bombeo de Presión y Caudal del 17 de julio del 2013

CURVA DE BOMBEO CORRESPONDIENTE AL 17 DE JULIO DE 2013



Fuente: Dirección de Supervisión
En base a la información remitida por Pluspetrol (Carta PPN-MA-13-208, ingresada con Registro N° 2013-E01-025327 el 12 de agosto del 2013)

31. Del análisis del gráfico precedente, se advierte un comportamiento anómalo de los parámetros presión y caudal, puesto que los registros denotan la caída de la presión y aumento del caudal, que constituye un comportamiento típico de fuga de crudo durante el bombeo, es decir, la lectura de dichos parámetros a través

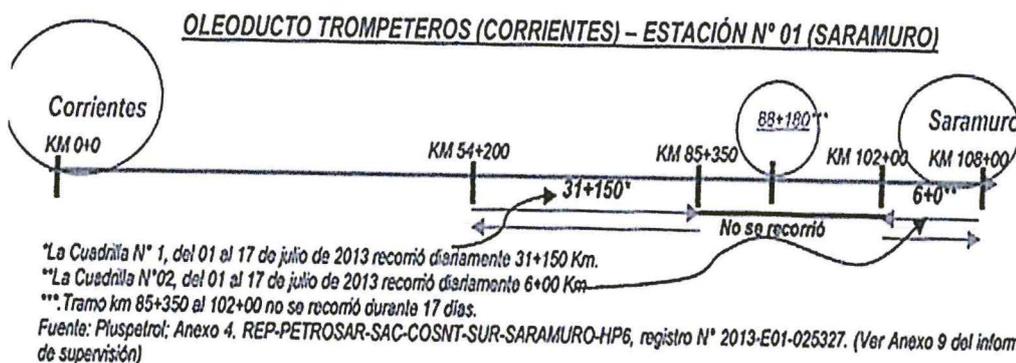




del sistema SCADA denotan que el bombeo de crudo del día 17 de julio del 2013 realizado por Pluspetrol se ejecutó, inclusive, con el oleoducto perforado.

32. Sin perjuicio de lo anterior y habiéndose evidenciado comportamientos anormales en el fluido de crudo, inclusive, un día anterior al 18 de julio del 2013, (día en el cual se detectó el derrame), conforme lo señalado en la Carta PPN-MA-13-208 argumentada por el administrado, el Acta de Supervisión Especial²⁵ del 22 de julio del 2013, el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales²⁶ y el Reporte Final de Emergencias Ambientales²⁷, corresponde evaluar además las acciones realizadas por Pluspetrol el día efectivo en el cual detectó el derrame, es decir, las posibilidades que tenía el administrado para controlar y detectar a tiempo la deficiencia en el bombeo de crudo.
33. En efecto, de la información²⁸ proporcionada por Pluspetrol, se desprende que, el día en que el administrado detectó el derrame (18 de julio del 2013), los recorridos de las cuadrillas N° 1 y 2 de Pluspetrol fueron modificados, puesto que, del análisis realizado al Formato del Recorrido Diario²⁹ correspondiente al mes de julio 2013, remitido por el administrado mediante la Carta PPN-MA-13-208, la cuadrilla N° 1 recorrió el Km 54 + 100 al 80 + 100, mientras que la cuadrilla N° 2 recorrió el Km 108 + 00 al 75 + 00, acciones que denotan que el mencionado día no se cubrió la inspección de la longitud total del ducto, de acuerdo a lo siguiente:

Gráfico N° 2
Recorridos al Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.



Fuente: Dirección de Supervisión.



²⁵ El Acta de Supervisión Especial se encuentra en la página 167 a la 169 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

²⁶ El Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales se encuentra en la página 183 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

²⁷ El Reporte Final de Emergencias Ambientales se encuentra en la página 117 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

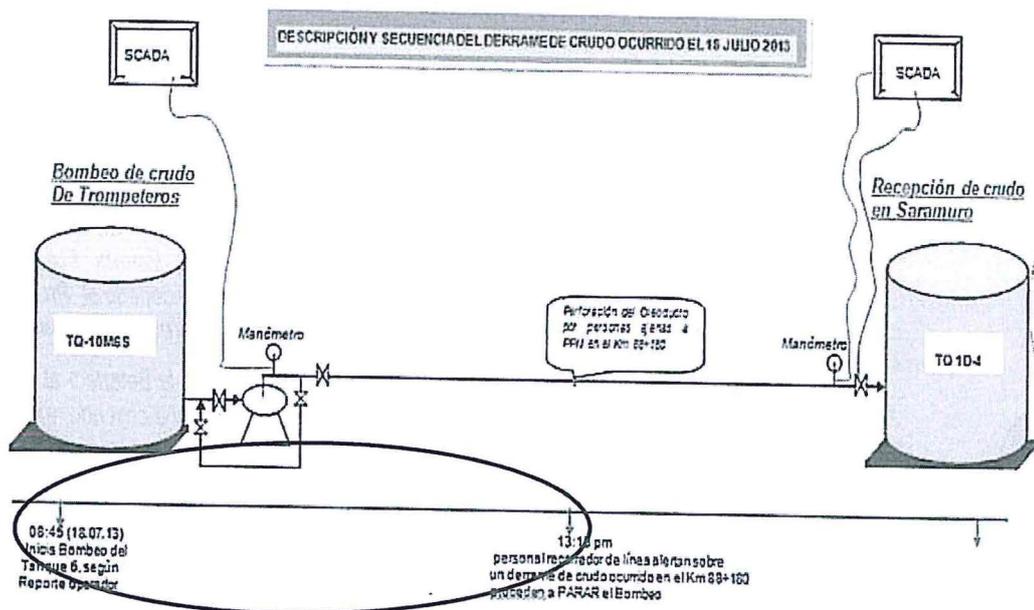
²⁸ Carta PPN-MA-13-208, ingresada con Registro N° 2013-E01-025327 el 12 de agosto del 2013. El análisis de la Carta PPN-MA-13-208 efectuado por la Dirección de Supervisión, también puede ser apreciada en la página 8 y siguientes del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

²⁹ Carta PPN-MA-13-208 (Anexo 4) ingresada con Registro N° 2013-E01-025327 el 12 de agosto del 2013.



- 34. Asimismo, de la revisión del Reporte Diario del Operador de la Batería 1³⁰ remitido por Pluspetrol, se desprende que el día 18 de julio del 2013, el bombeo de crudo se inició a las ocho horas con cuarenta y cinco minutos de la mañana (08:45 a.m.) y finalizó a las trece horas con diez minutos de la tarde (13:10 p.m.), lo que implica que se bombeó por cuatro horas con cuarenta y dos minutos (04:42), periodo en el cual se derramó aproximadamente 119 barriles de crudo, de acuerdo a lo señalado por la Dirección de Supervisión y según el siguiente detalle:

Gráfico N° 3
Descripción de la secuencia del derrame de crudo del 18 de julio del 2013



Fuente: Dirección de Supervisión

- 35. Esta situación evidencia que Pluspetrol pudo advertir las fallas en el oleoducto durante el periodo señalado; sin embargo, recién con la alerta enviada por los recorredores se produjo la parada del bombeo (13:10 p.m.), de lo contrario Pluspetrol hubiera continuado bombeando, razón por la cual se considera que omitió ejecutar acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por el derrame ocurrido.
- 36. Adicionalmente, del gráfico de la curva de Presión y Caudal³¹ del día 18 de julio del 2013 presentado por Pluspetrol mediante la Carta PPN-MA-13-208, que se presenta a continuación, se verificó un comportamiento anormal de los parámetros presión y caudal, conforme lo siguiente:

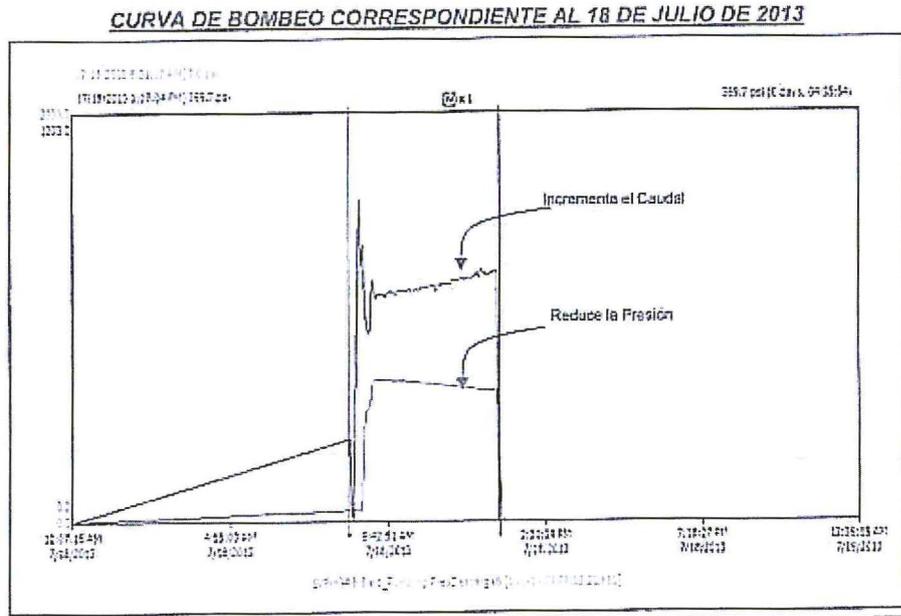
Carta PPN-MA-13-208 (Anexo 5) ingresada con Registro N° 2013-E01-025327 el 12 de agosto del 2013.

Carta PPN-MA-13-208 (Anexo 5) ingresada con Registro N° 2013-E01-025327 el 12 de agosto del 2013. Es posible apreciar el gráfico N° 4, en la página 12 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.





Gráfico N° 4
Curva del Bombeo de Presión y Caudal del 18 de julio del 2013



FUENTE: Anexo 05 del presente Informe de supervisión, Información en digital Pluspetrol registro N° 2013-ED1-025327

Fuente: Pluspetrol

- 37. En ese sentido, las caídas de presión de bombeo de petróleo crudo que son detectadas pueden ser usuales e inusuales. La caída de presión usual32 está relacionada a la oscilación o variación transitoria de presión de bombeo de petróleo crudo ocurrida durante el transporte. Estas bajas son moderadas y retornan rápidamente a su condición original o normal de bombeo.
38. Por su parte, la caída de presión inusual se presenta cuando existen fallas operativas que se manifiestan principalmente en una baja súbita de presión de bombeo mientras este dure, razón por la cual amerita una parada inmediata del bombeo.
39. De esa forma, la caída brusca de presión de bombeo de petróleo crudo durante el bombeo constituye un indicativo de la existencia de fuga de petróleo crudo durante su transporte. Ello, debe ser considerado 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 debe considerarse como una situación ubicada dentro del margen de error propio del sistema, sino que debe prestársele especial atención, en calidad de medida preventiva, en aras de determinar si dicha situación es producto de la existencia de una falla operativa que podría desencadenar un impacto negativo en el ambiente.
40. Teniendo en cuenta lo anterior (que, de igual modo, es aplicable para el análisis del día 17 de julio del 2013 precedente) y del gráfico N°4, es posible concluir que



32 Constituyen ejemplos de baja de presión usuales: cambio de batch, abastecimiento de la cámara de lanzamiento de raspatabos, variaciones de condiciones climáticas, variación en el caudal de bombeo, bolsones de petróleo crudo con mayor viscosidad que el promedio bombeado o con alto contenido de parafinas.



existió un comportamiento anómalo de los parámetros presión y caudal, puesto que de la lectura de la citada curva se aprecia la caída de la presión y aumento del caudal, comportamiento típico de fuga de crudo durante el bombeo, siendo posible concluir que el bombeo de crudo el día que ocurrió el derrame fue ejecutado por Pluspetrol con el oleoducto perforado, lo que, efectivamente, justifica la cantidad de crudo derramado, según lo reportado³³ por Pluspetrol.

41. En ese sentido, contrariamente a lo señalado por el administrado³⁴, hubiera sido posible detectar oportunamente el derrame de crudo, si es que el personal de Pluspetrol encargado de supervisar y controlar el bombeo hubiese detectado a tiempo el cambio de los parámetros de presión y caudal y/o sus recorridos hubiesen abarcado la inspección del Km 88 + 100 del Lote 8.
42. De ese modo, las acciones de prevención que deben adoptar los titulares de actividades de hidrocarburos - para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente - no se agotan con el solo hecho de contar con cuadrillas de recorredores e inspecciones en los oleoductos, en cambio, resulta necesario que éstas acciones sean efectivas, de tal modo que las cuadrillas del administrado detecten a tiempo cualquier incidente, con la finalidad de observar y realizar acciones correctivas sobre factores que pudiesen desencadenar en una afectación al medio ambiente, tales como la (i) degradación ambiental generada por la actividad de hidrocarburos; y, (ii) la degradación ambiental progresiva generada por la ausencia de determinadas conductas para atenuar o controlar la persistencia del impacto ambiental (medidas de prevención y/o mitigación)³⁵, acción que no ha sido observada por Pluspetrol, por lo que corresponde desestimar sus afirmaciones en este extremo.
43. Adicionalmente, el administrado cuestionó los fundamentos³⁶ 30 y 31 del Informe Final de Instrucción; en el extremo que señala como fecha de ocurrencia del derrame de petróleo crudo el 17 de julio del 2013, y que establece que Pluspetrol

³³ Pluspetrol reportó que había derramado aproximadamente 119 barriles de crudo.

³⁴ Pluspetrol presentó mediante Carta N° PPN-MA-13-208 del 12 de agosto de 2013, el Reporte Preliminar y Final y señaló que la medida preliminar adoptada para evitar los impactos ambientales nocivos por derrame de hidrocarburos *fue el incremento en la frecuencia de los recorridos por parte del personal de la empresa*, sin embargo, dicha comunicación únicamente acredita que durante los primeros 17 días del mes de julio del 2013, se inspeccionaron tramos kilométricos distintos a donde efectivamente ocurrió el derrame de crudo.

³⁵ Los impactos pueden ser fugaces, temporales o permanentes, siendo mayormente de este último tipo cuando no se adoptan medidas de mitigación y de restauración. Cabe señalar que un efecto considerado permanente puede ser reversible cuando finaliza la acción causal (caso de vertidos de contaminantes) o irreversible (caso de afectar el valor escénico en zonas de importancia turística o urbanas a través de la alteración de geofomas o por la tala de un bosque). En otros casos los efectos pueden ser temporales.

³⁶ El Informe Final de Instrucción N° 0612-2017-OEFA/DFSAI/SDI, contiene en sus fundamentos 30 y 31 lo siguiente:

(...)

30. Es así que, del análisis efectuado por la Dirección de Supervisión, se advierte que, de los valores de las curvas de presión de los días 17 y 18 de julio del 2013 y de la modificación de las rutas de las cuadrillas N° 1 y 2 el día en el cual se detectó el derrame (17 de julio del 2013), se evidencia: (i) la existencia de variaciones anómalas en los parámetros de bombeo que pudieron ser detectados a tiempo; y, (ii) que el administrado no cumplió en recorrer la longitud total del oleoducto.

31. Asimismo, el día 18 de julio del 2013, se bombeó el crudo por un lapso de cuatro horas con cuarenta y dos minutos (4:42:00), lo que originó mayor cantidad de crudo derramado, situación que evidencia que Pluspetrol pudo detectar las fallas en el oleoducto en todo el lapso de tiempo señalado, sin embargo, no ejecutó ninguna acción de prevención, control o mitigación que revirtiera la situación.

(...)





bombeó crudo el día 18 de julio del 2013, lo que originó mayor cantidad de crudo derramado.

44. Sobre el particular, téngase en cuenta lo desarrollado en los fundamentos precedentes, en la medida que se ha evidenciado comportamientos anormales en el fluido de crudo, inclusive, un día anterior (17 de julio del 2013) al día de detección del derrame (18 de julio del 2013), conforme las afirmaciones del administrado, el Acta de Supervisión Especial del 22 de julio del 2013, el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales, el Reporte Final de Emergencias Ambientales y lo actuado por la Dirección de Supervisión.
45. Dichos aspectos en su conjunto han ameritado, no solo evaluar las posibilidades que tenía Pluspetrol para controlar a tiempo las deficiencias en el bombeo de crudo el día que ocurrió el incidente ambiental, sino, además, analizar su comportamiento, días previos, en la medida que, se han contado con elementos probatorios que han permitido concluir ello, desprendiéndose así que anticipadamente, Pluspetrol estuvo en la posibilidad de adoptar acciones de prevención.
46. De otro lado, el administrado presentó Parámetros de Bombeo Horario de los días 17 y 18 de julio del 2013 - que podrán ser apreciados a continuación - de los cuales señaló que los datos registrados de presión y caudal son puntuales, ya que los bombeos se encuentran en proceso de estabilización, siendo ello un comportamiento característico durante las primeras horas de bombeo.
47. Sobre el particular, si bien el administrado presentó datos registrados de presión³⁷ y caudal³⁸ hora por hora de inicio a final, los que han sido comparados puntualmente a través de un balance volumétrico (volumen físico de envío y recepción), de los mismos no resulta posible determinar el momento exacto del comienzo del derrame, puesto que se tendría que esperar la hora que se toma la medida para percatarse la diferencia entre los datos de volumen enviado y recibido, y con esto inferir un posible derrame.
48. Ahora bien, respecto a lo señalado por el administrado de que, los bombeos se encuentran en proceso de estabilización, este es un indicativo contradictorio de su inestabilidad, es decir, al sufrir continuas o frecuentes alteraciones de sus condiciones y características, así como cambios repentinos de parámetros tales como caudal, presión o temperatura, pudiendo llegar hasta una situación de bombeo límite, alegar dicho proceso de estabilización implica el cambio repentino en los parámetros de los bombeos, que hace que adopten valores irregulares o anormales, es decir fuera de rango normal de operación.
49. En ese sentido, los valores de presión y caudal registrados en las primeras horas, de acuerdo con la tabla siguiente (17 de julio del 2013), constituyen valores anómalos que podrían mostrar márgenes de error por la misma inestabilidad del sistema. Asimismo, teniendo horas de bombeo tan cortas (de 3 a 4 horas) en el marco de un sistema de bombeo inestable, se concluye que los valores presentados por Pluspetrol resultan inexactos y con margen de error.



³⁷ La presión es la fuerza que ejerce un gas, un líquido o un sólido sobre una superficie.

³⁸ El caudal es la cantidad de agua que lleva una corriente o que fluye de un manantial o fuente.



50. A continuación, se aprecian los Parámetros de bombeo horario y Volumen de Bombeo y Recepción Horario del 17 de julio del 2013, presentados por el administrado:

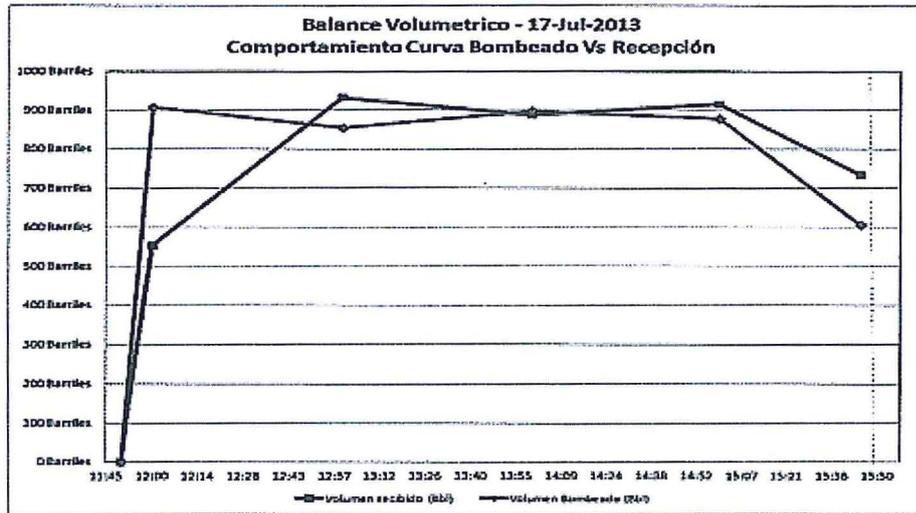
Tabla N° 4: Parámetros de bombeo horario y Volumen de Bombeo y Recepción Horario del 17 de julio del 2013

Tabla 1: Parámetros de bombeo horario del día 17 de julio del 2013

**Reporte horario de operador de Batería 1
17 de Julio del 2013**

Hora	Presión (Hz)	Volumen Bombeado (Bbl)	Volumen Bombeado Acumulado (Bbl)	Volumen recibido (Bbl)	Volumen recibido Acumulado (Bbl)	Diferencia de volumen (Bbl)
11:50	679 psi	-	-	-	-	-
12:00	673 psi	908 Barriles	908 Barriles	553 Barriles	553 Barriles	-355 Barriles
13:00	668 psi	854 Barriles	1762 Barriles	932 Barriles	1485 Barriles	78 Barriles
14:00	664 psi	898 Barriles	2660 Barriles	887 Barriles	2372 Barriles	-11 Barriles
15:00	664 psi	878 Barriles	3538 Barriles	915 Barriles	3287 Barriles	37 Barriles
15:45	662 psi	605 Barriles	4143 Barriles	734 Barriles	4021 Barriles	129 Barriles

Gráfico 1: Volumen de bombeo y recepción horario del día 17 de julio del 2013



Fuente: Pluspetrol

51. Asimismo, del Reporte Horario del Operador de la Batería 1, Pluspetrol señaló que el día 17 de julio del 2013, se inició el bombeo a las 11:50 horas, observándose durante dicho proceso que el volumen horario de volumen recibido es mayor a una hora con diez minutos (01:10) de haber iniciado el bombeo. En la segunda hora, la diferencia de volumen horario recibido en Saramuro es menor en once (11) barriles, no parándose el bombeo, puesto que once (11) barriles de diferencia representan menos del 10% del volumen bombeado a dicha hora. A partir de la tercera hora de bombeo y hasta el final del bombeo (15:45), los balances volumétricos horarios, indican mayor volumen de crudo recibido en Saramuro que lo bombeado en la Batería 1.





52. Sobre el particular, es de resaltar las diferencias de volúmenes entre lo bombeado y recibido hora por hora, con diferencias de volúmenes variables, es decir, a las 12:00 (-355 barriles), a las 13:00 (78 barriles) a las 14:00 (-11 barriles) a las 15:00 (37 barriles) y a las 15:45 (129 barriles), donde se verifica la inestabilidad del sistema.
53. Asimismo, al realizar el balance volumétrico acumulado, es decir al comparar el volumen enviado acumulado (4,143 barriles) con el volumen recibido acumulado (4,021 barriles), se aprecia una diferencia de 122 barriles faltantes a la recepción, valores que reflejan datos anómalos y denotan que sí hubo comportamiento de fuga, no indicando el administrado a qué se debe dicha diferencia, de lo cual se evidencia que el día 17 de julio de 2013, inclusive, ya se habían presentado inconvenientes en el ducto, conforme señaló la Dirección de Supervisión.
54. Ahora bien, respecto del volumen de Bombeo y Recepción Horario del 17 de julio del 2013 elaborado por el administrado, este únicamente denota los valores del reporte horario del operador de la Batería 1 para el día mencionado, apreciándose que los mismos (valores horarios) no son estables, en la medida que el gráfico en mención ha sido elaborado tomando en cuenta registros horarios de los cuales se ha concluido anteriormente su inestabilidad.
55. De otro lado, en lo que concierne al día 18 de julio del 2013, el administrado presentó la siguiente tabla, que corresponde al comportamiento volumétrico de los bombeos realizados, según lo siguiente:

Tabla N° 5: Parámetros de bombeo y Volumen de Bombeo y Recepción Horario del día 18 de julio del 2013

Tabla 2: Parámetros de bombeo horario del día 18 de julio del 2013

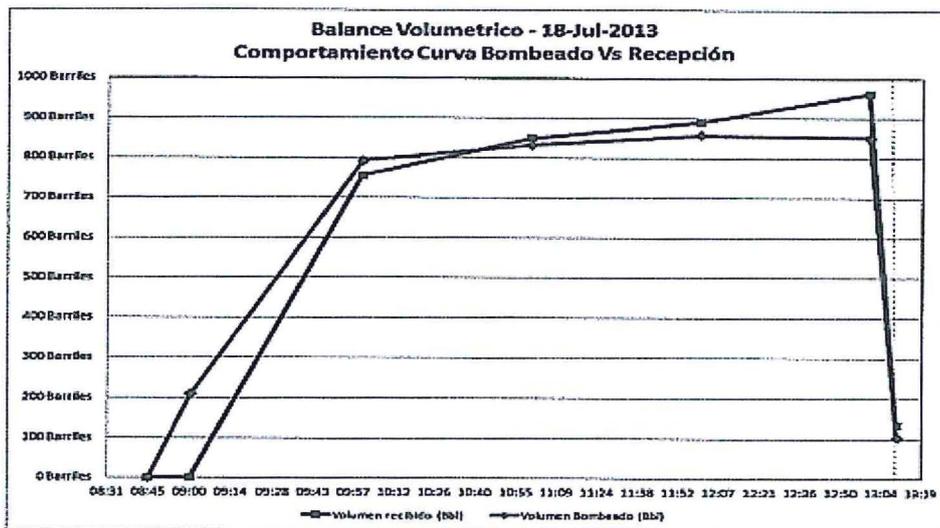
**Reporte horario de operador de Batería 1
18 de Julio del 2013**

Hora	Presión (Hz)	Volumen Bombeado (Bbl)	Volumen Bombeado Acumulado (Bbl)	Volumen recibido (Bbl)	Volumen recibido Acumulado (Bbl)	Diferencia de volumen (Bbl)
08:45	600 psi	-		-		
09:00	623 psi	209 Barriles	209 Barriles	0 Barriles	0 Barriles	-209 Barriles
10:00	942 psi	793 Barriles	1002 Barriles	755 Barriles	755 Barriles	-38 Barriles
11:00	679 psi	832 Barriles	1834 Barriles	849 Barriles	1604 Barriles	17 Barriles
12:00	656 psi	857 Barriles	2691 Barriles	890 Barriles	2494 Barriles	33 Barriles
13:00	643 psi	852 Barriles	3543 Barriles	962 Barriles	3456 Barriles	110 Barriles
13:10	638 psi	103 Barriles	3646 Barriles	134 Barriles	3590 Barriles	31 Barriles





Gráfico 2: volumen de bombeo y recepción horario del día 18 de julio del 2013



Fuente: Pluspetrol

56. Adicionalmente, Pluspetrol precisó que el día 18 de julio del 2013, se inicia el bombeo a las 08:45 horas. En dicho proceso se observa que el volumen horario de bombeo recibido es mayor a las dos horas con quince minutos (02:15) de haber iniciado el bombeo. A partir de dicha hora y hasta el final del bombeo (13:10), los balances volumétricos horarios indican mayor volumen de crudo recibido en Saramuro que el bombeado en Batería 1.
57. Al respecto, del análisis de la tabla anterior (Reporte Horario del Operador de la Batería 1), se verifica que el balance de los bombeos presentados por el administrado no cuenta con la certeza suficiente en los parámetros de presión y caudal, puesto que, conforme ha señalado Pluspetrol, el sistema de bombeo, en las primeras horas estaba en proceso de estabilización, pues en las diferencias de volúmenes entre lo bombeado y lo recibido hora por hora, se aprecia a las 9:00 (-209 barriles), a las 10:00 (-38 barriles), a las 11:00 (17 barriles), a las 12:00 (33 barriles), a la 13:00 (110 barriles) y a la 13:10 (31 barriles), de donde se verifica la inestabilidad del sistema.
58. Asimismo, al realizar el balance volumétrico acumulado del día 18 de julio del 2013, es decir al comparar el volumen enviado acumulado (3,646 barriles) con el volumen recibido acumulado (3,590 barriles), se aprecia una diferencia de 50 barriles que faltarían en la recepción, valores que reflejan datos anómalos, no habiendo indicando el administrado a qué se debió dicha diferencia, de lo que se concluye que existían inconvenientes en el ducto reportados por Pluspetrol.
59. Sobre el volumen de Bombeo y Recepción Horario del 18 de julio del 2013 presentado por el administrado, este únicamente refleja los valores del reporte horario del operador de la Batería 1, apreciándose que no son estables, en la medida que el gráfico en mención ha sido elaborado tomando en cuenta los registros horarios de los cuales se ha concluido anteriormente su inestabilidad, correspondiendo desestimar los argumentos del administrado.
60. Adicionalmente, Pluspetrol concluye que las diferencias en volúmenes medidos cada hora indican que los bombeos realizados los días 17 y 18 de julio del 2013,





no tienen un comportamiento de fuga, puesto que en ambas transferencias las diferencias de mediciones volumétricas indicaban un patrón de recuperación del volumen de crudo recepcionado en Saramuro, es decir, que las diferencias en volumen horario de bombeo son positivas luego de un tiempo de haber iniciado el bombeo, resultando la imputación del presente PAS inexacta.

61. Contrariamente a lo señalado por el administrado, se considera que el sistema de bombeo al que hizo referencia no sería automatizado, pues no ha permitido a sus operadores registrar de forma inmediata las ocurrencias e incidentes durante el bombeo de crudo, puesto que el día 17 de Julio del 2013, al realizarse el balance volumétrico ya existía una diferencia de volumen (122 barriles), de lo cual se infiere que los incidentes en el ducto se presentaron, inclusive desde dicho día, no habiendo adoptado los operadores de Pluspetrol, a través de una detección oportuna, que se estaba continuando con el bombeo de crudo con el oleoducto perforado. Tal es así, que el día 18 de julio de 2013 (día en el que se detectó el derrame), se contaba con 50 barriles más de diferencia, los mismos que se derramaron, provocando un impacto ambiental negativo pues no fue detectado a tiempo.
62. En ese sentido, ha quedado acreditado que los registros de bombeo de crudo realizados por Pluspetrol los días 17 y 18 de julio del 2013 sí evidencian un comportamiento de fuga, en la medida que, mediante un balance volumétrico acumulado de los citados días, es decir, al comparar el volumen enviado acumulado y el volumen acumulado recibido, se aprecia una diferencia de 122 barriles para el día 17 de julio del 2013 y 50 barriles para el día 18 de julio del 2013, en total 172 barriles que no figuran en el punto de llegada (recepción de crudo), que originaron el incidente ambiental.
63. Asimismo, conforme todo lo expuesto anteriormente, la imputación materia del presente PAS no resulta inexacta, puesto que se refiere al análisis de responsabilidad de Pluspetrol por los impactos generados al ambiente debido a que, en el marco de la ejecución de sus actividades de hidrocarburos, no adoptó acciones de prevención para evitarlos y/o mitigarlos, aspecto que se traduce en que sus operadores no detectaron a tiempo que los parámetros de bombeo (presión y caudal) no correspondían a la frecuencia normal de un bombeo regular.
64. En ese sentido, con el fin de evitar que una mayor cantidad de petróleo crudo se derrame y genere impactos negativos a los componentes ambientales Pluspetrol debió de haber detectado a tiempo el derrame de hidrocarburos, hecho que hubiese sido posible si el personal de la empresa encargado de supervisar y controlar el bombeo hubiese detectado oportunamente el cambio de los parámetros de presión y caudal y/o hubiera completado el recorrido comprendido entre el Kilómetro 85+350 y el kilómetro 102+00, ya que el derrame de hidrocarburos se produjo en el Kilómetro 88+100 del oleoducto.
65. La falta de implementación de estas medidas preventivas (detección oportuna a través de la lectura de los cambios de parámetros de presión y caudal y/o realizar una correcta supervisión a través de las cuadrillas) generó que el derrame de petróleo crudo ocasione impactos negativos en el ambiente, correspondiendo así desestimar los argumentos del administrado.





66. De otro lado, Pluspetrol manifestó que como parte de su procedimiento de transferencia de crudo a través de los oleoductos "A" y "B" Corrientes – Saramuro, tiene establecida la paralización inmediata del bombeo ante una alerta de posible fuga al identificar cualquier anomalía en los parámetros de transferencia denominados "Presión y Caudal", protocolos que fueron cumplidos estrictamente, habiendo adoptado acciones de prevención para evitar y/o mitigar los impactos negativos en el ambiente.
67. Sobre el particular, corresponde ratificar los argumentos de la Dirección de Supervisión, en el extremo que señaló que, del análisis del Procedimiento de transferencia de crudo a través de los oleoductos "A" y "B" Corrientes – Saramuro³⁹, el administrado no generó un hábito en la interpretación de las presiones de los instrumentos/equipo instalados en los puntos de inicio y llegada del bombeo, ello conforme lo dispuesto en el numeral 9.2 *CORTE DE LA TUBERÍA POSTERIOR/ ANTES DE INICIADO EL BOMBEO* previsto en el Procedimiento para el Control de Transferencia de Crudo desde la Batería 1 a Saramuro⁴⁰, instructivo que es complemento del Procedimiento de transferencia de crudo a través de los oleoductos "A" y "B" Corrientes – Saramuro.
68. Ello en la medida que; no obstante que los datos arrojados⁴¹ por el sistema SCADA denotaban que el fluido (crudo) bombeado se desviaba a otro punto y por ende no se estaba transfiriendo el crudo en condiciones normales; se verificó que los operadores de la Batería 1 no pararon el bombeo de crudo oportunamente.
69. En consecuencia, no resulta posible afirmar que Pluspetrol cumplió estrictamente el procedimiento que describe en sus descargos, puesto que, como se ha concluido anteriormente, y del análisis de las curvas de presión efectuado en base a la información remitida por el administrado y los actuados por la Dirección de Supervisión, se aprecia lo contrario, correspondiendo así desestimar los argumentos de Pluspetrol.
70. De otro lado, el administrado refirió que en su procedimiento actualizado de transferencia de crudo constan los controles operativos y medidas preventivas para evitar eventos no deseados, detallado en el documento denominado "Procedimiento de transferencia de crudo a través de Oleoductos T1 y T2" adjunto en su escrito de descargos⁴² a la Resolución Subdirectoral N° 64-2017-OEFA-DFSAI/SDI.
71. Sobre el particular, corresponde precisar que el "Procedimiento de transferencia de crudo a través de Oleoductos T1 y T2"⁴³ presentado por Pluspetrol, aun

³⁹ El Procedimiento de Transferencia de Crudo a través de los Oleoductos "A" y "B" Corrientes – Saramuro se encuentra en la página 51 y siguientes ~~del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.~~

⁴⁰ Procedimiento para el Control de Transferencia de Crudo desde la Batería 1 a Saramuro se encuentra en la página 56 y siguientes del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

⁴¹ La presión estaba cayendo mientras el caudal se incrementaba.

⁴² Folio 30 del expediente.

⁴³ "Procedimiento de transferencia de crudo a través de Oleoductos T1 y T2", con código PPN-L8-COR-PROD-PTCB1A-01-03 y fecha de aprobación: 15/08/2016.



cuando ha señalado que se encuentra actualizado, no acredita *per se* lo contrario a la conducta imputada, ni exime de responsabilidad al administrado por la infracción cometida, pues, la imputación del PAS no se ha centrado en dilucidar si Pluspetrol cuenta o no con un procedimiento actualizado para la transferencia de crudo, sino a cuestionar la falta de cumplimiento de dicho procedimiento⁴⁴ de forma oportuna e inmediata.

72. Sin embargo, en mérito del "Procedimiento de transferencia de crudo a través de Oleoductos T1 y T2"⁴⁵ antes mencionado, Pluspetrol manifestó que ante la ocurrencia de variaciones de parámetros de transferencia de crudo (presión, caudal y/o volumen acumulado), se efectúa interpretación de curvas de parámetros, y en caso exista desvíos, se procede a paralizar la transferencia de forma inmediata, oportunidad en la cual se hace necesario realizar un recorrido para inspeccionar la integridad del ducto. Consecuentemente, ante la presencia de un evento no deseado, se activa el Plan de Contingencia que implica convocar al Comité de Crisis del Lote 8 y establecer las cuadrillas de contingencia.
73. Continúa Pluspetrol, al señalar que, como medida inicial, se envía por vía aérea y/o fluvial una cuadrilla de primera respuesta implementada con materiales para el control de la pérdida de fluido, así como se instala una grapa en el ducto y barrera de contención. Una vez controlada la migración de fluidos, se ejecuta el programa para la recuperación de fluidos, limpieza y remediación del área impactada, donde Pluspetrol cuenta con una metodología para la limpieza y remediación de incidentes ambientales.
74. Como se ha mencionado precedentemente, el hecho que Pluspetrol argumente y describa su procedimiento de transferencia de crudo actualizado, no extenúa la conducta imputada en el presente PAS, en la medida que dicho procedimiento no ha sido observado para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente ocasionado por el derrame ocurrido el 18 de julio del 2013 en el km 88 + 180. Ello, en la medida que, conforme se ha venido indicando no se adoptaron las medidas de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente⁴⁶.
75. En conclusión, del análisis de los medios probatorios presentados por la Dirección de Supervisión y los argumentos del administrado, se observa que Pluspetrol tuvo una reacción no solo tardía respecto de su protocolo de seguridad (Procedimiento de transferencia de crudo a través de los oleoductos A y B desde Corrientes hasta Saramuro), sino que omitió, inclusive, el cumplimiento de las disposiciones del mismo, no atendiendo de forma oportuna los impactos ambientales negativos relacionados a los derrames, razón por la cual corresponde desestimar sus argumentos.
76. Finalmente, el administrado manifestó que el incidente del Km. 88 + 180 fue



⁴⁴ Ver página 51 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1434-2013-OEFA/DS-HID. "Procedimiento de transferencia de crudo a través de los oleoductos A Y B desde Corrientes hasta Saramuro" de Pluspetrol. Código PPN-L8-COR-PROD-PTCB1S-01-03 y fecha de aprobación: 14/09/2012.

⁴⁵ "Procedimiento de transferencia de crudo a través de Oleoductos T1 y T2", con código PPN-L8-COR-PROD-PTCB1A-01-03 y fecha de aprobación: 15/08/2016.

⁴⁶ A manera de ejemplo, Pluspetrol señaló la adopción inmediata de las acciones indicadas en su procedimiento de transferencia de crudo; sin embargo, según el Plan de Remediación del administrado, la instalación de la grapa para contener la fuga, no se realizó sino hasta el 19 de julio del 2013.



producto de un acto vandálico, el cual sigue siendo intervenido, así como los trabajos de remediación y control en la zona son efectuados de forma permanente, siendo detenidos únicamente en periodos de inundación, de acuerdo a cuatro (04) registros fotográficos del 20 al 24 de julio del 2017, presentados por el administrado, que acreditarían la recolección de sobrenadante con hidrocarburo, los trabajadores realizando el lavado de material vegetal afectado, personal realizando labores de lavado de suelo, recolección de sobrenadante y materia vegetal afectado.

77. Respecto a que el derrame de crudo detectado el 18 de julio del 2013 corresponde un acto vandálico, realizado por terceros, corresponde aclarar que los numerales 4.2 y 4.3 del Artículo 4^o⁴⁷ del TUO del RPAS establecen que la responsabilidad administrativa aplicable al PAS del OEFA es objetiva, en esa medida, el administrado hubiera podido eximirse de responsabilidad sólo si hubiera logrado acreditar de manera fehaciente la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.
78. En ese sentido, si bien el derrame de petróleo crudo ocurrió como consecuencia de un corte en el ducto realizado producto de un acto vandálico (terceras personas), la presente imputación se refiere al análisis de responsabilidad de Pluspetrol por los impactos generados al ambiente por la falta de adopción de acciones de prevención y/o mitigación, es decir, Pluspetrol debió de haber detectado a tiempo el cambio de los parámetros de presión y caudal y/o sus recorridos debieron de haber abarcado la inspección del Km 88 + 100 del Lote 8, situaciones que no le son atribuibles a la acción de terceras personas.
79. Ahora bien, respecto de la acreditación de los trabajos de remediación y control en la zona, efectuados de forma permanente, es de precisar que al 9 de febrero del 2017, el administrado adjuntó dos (02) registros fotográficos⁴⁸ denominados lavado de suelos y área de trabajo, de los cuales no resultó posible inferir, en el Informe Final de Instrucción, la oportunidad, lugar e implicancias de ejecución, teniendo en cuenta que el administrado declaró, inclusive, la continuación de dicha acción, así como tampoco resultó posible apreciar las etapas y/o cronograma de los aparentes trabajos de remediación y/o rehabilitación del suelo impactado y/u otros indicios que en su conjunto denoten fehacientemente que las consecuencias de la conducta han sido revertidas.
80. Adicionalmente, de la revisión de los registros fotográficos⁴⁹ presentados por Pluspetrol al 2 de agosto del 2017, correspondientes – según refiere – a los trabajos del 20 al 24 de julio del 2017, que acreditarían la recolección de



⁴⁷ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD

"Artículo 4°.- Responsabilidad administrativa del infractor

(...)

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

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

⁴⁸ Folio 25 del Expediente.

⁴⁹ Folio 64 al 66 del Expediente.





sobrenadante con hidrocarburo, los trabajadores realizando el lavado de material vegetal afectado, personal realizando labores de lavado de suelo, recolección de sobrenadante y materia vegetal afectado, es de precisar que, si bien, dichas acciones, de acuerdo a las declaraciones del administrado, han sido ejecutadas en el mes de julio del 2017, no se encuentran fechadas ni georreferenciadas, no pudiéndose afirmar que se traten de labores en el Km. 88 + 180 del Lote 8 que han permitido revertir las consecuencias de su conducta.

81. Sin perjuicio de lo anterior, dentro del expediente⁵⁰ se ha verificado que el administrado adjuntó copia de la Carta PPN-OPE-0050-2015 del 3 de marzo del 2015 remitida a la Dirección de Supervisión, que no ha sido presentada a consecuencia del presente PAS, puesto que el asunto de la citada comunicación hace referencia a la supervisión especial realizada del 9 al 16 de febrero del 2015.
82. De la revisión del citado documento, se desprende que Pluspetrol remitió a la Dirección de Supervisión la metodología de limpieza y remediación de suelos, planos del incidente ambiental y cronograma de actividades respectivo, en lo referido al derrame ocurrido el 18 de julio del 2013 en el km 88 + 180 (materia del presente PAS).
83. De ese modo, la Carta PPN-OPE-0050-2015⁵¹ contiene la metodología de limpieza y remediación de suelos que abarcó el proyecto Limpieza de Derrames y Remediación Ambiental para el km. 88+180, detallándose actividades conducentes a ello. Asimismo, se adjuntó un cronograma de actividades, que considera dichos trabajos desde setiembre del 2014, todo el año 2015 y enero del 2016.
84. De acuerdo a ello, se considera que, a la fecha de presentación de los descargos a la Resolución Subdirectoral (enero del 2017), e inclusive, al Informe Final de Instrucción (agosto del 2017); teniendo en cuenta - conforme al cronograma antes citado - que los trabajos de limpieza y remediación ya habían concluido (enero del 2016), Pluspetrol se encontraba en la posibilidad de informar de ello al OEFA, y acreditar con resultados de calidad de suelo, los resultados obtenidos de la remediación de las áreas impactadas por el derrame ocurrido en el kilómetro 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro, sin embargo, ello no fue así.
85. En consecuencia, si bien, mediante los documentos de la Carta PPN-OPE-0050-2015, Pluspetrol ha demostrado la ejecución de actividades de limpieza y remediación ambiental para el km. 88+180, no se cuenta con evidencia de que dichos trabajos hayan sido efectivos o hayan revertido las consecuencias de la conducta del administrado, ello a través de la acreditación de resultados de calidad del suelo impactado, correspondiendo desestimar el medio probatorio presentado por Pluspetrol.
86. Sin perjuicio de ello, y en la medida que resulte pertinente, el contenido de la Carta PPN-OPE-0050-2015, será considerado a efectos del análisis de la medida correctiva, de ser el caso.



⁵⁰ Folio 38 del Expediente.

⁵¹ La Carta PPN-OPE-0050-2015 del 3 de marzo del 2015 fue ingresada al OEFA con Registro N° 2015-E01-12325.



87. Por lo antes expuesto, ha quedado acreditado que Pluspetrol es responsable por no adoptar acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por el derrame ocurrido en el kilómetro 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.

b) Sobre el derrame ocurrido el 30 de julio del 2013 en el km 93 + 400

88. Pluspetrol señala que no hubo una paralización de la transferencia después de una hora con veinte minutos (1:20:00) de reportada la ruptura del oleoducto, puesto que, si bien, en el Informe Final de Emergencias Ambientales se informa que a las 08:30 horas se recibe información del monitor del Programa de Monitoreo Ambiental Comunitario (en lo sucesivo, PMAC), se activó el Plan de Contingencia y se movilizó la cuadrilla hacia la zona confirmando el evento.
89. De la revisión del Reporte Final de Emergencias Ambientales⁵² presentado a la Dirección de Supervisión el 14 de agosto del 2013, el administrado declaró que a las 08:30 horas del día 30 de julio del 2013, un poblador de la Comunidad Nativa Nueva Esperanza puso en conocimiento del monitor del PMAC del área, la presencia de hidrocarburo a la altura de la progresiva Km. 93 + 400. Así, el monitor del PMAC comunicó a su vez, al área de Supervisión de Pluspetrol del incidente suscitado. Adicionalmente el administrado manifestó en el Reporte Final de Emergencias Ambientales, que inmediatamente se activó su Plan de Contingencia, movilizándose una cuadrilla a la zona.
90. Sin embargo, del análisis de la Carta N° PPN-MA-13-212⁵³ presentada por Pluspetrol el 13 de agosto del 2013 (1 día antes de presentar el Reporte Final de Emergencias Ambientales), se desprende que si bien, el administrado señaló; i) haber activado su Plan de Contingencia; ii) que procedió a parar la transferencia de crudo; iii) que envió una cuadrilla a la progresiva; y iv) que controló el derrame con la colocación de la grapa; el reporte del operador de producción de la Batería 1⁵⁴, señala que el 30 de julio del 2013, el bombeo de crudo se inició a las seis horas con cuarenta y cinco minutos (06:45 a.m.) y finalizó a las nueve horas con cincuenta minutos (09:50 a.m.), de acuerdo a lo siguiente:



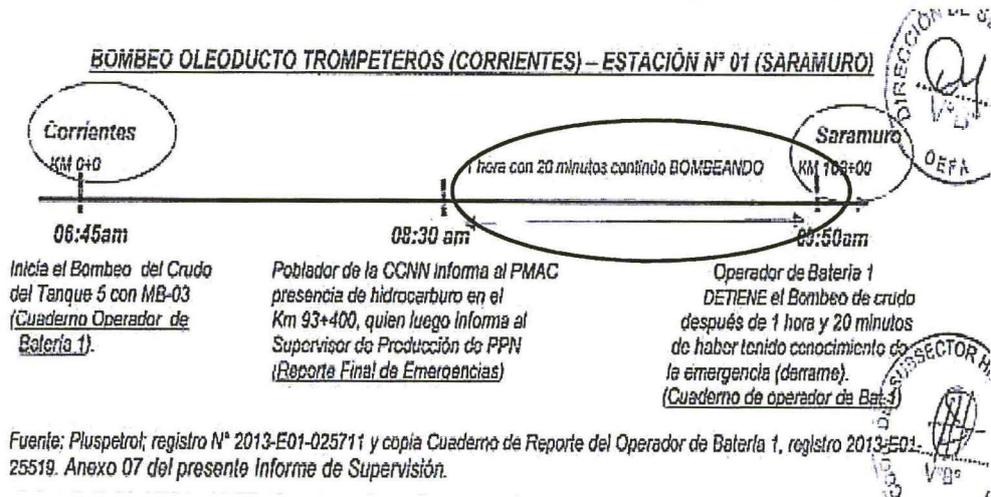
⁵² Mediante Carta S/N, ingresada al OEFA con registro N° 2013-E01-025711 el 14 de agosto de 2013, Pluspetrol presentó su Reporte Final de Emergencias Ambientales, que puede ser apreciado en la página 114 del documento denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el disco compacto que obra en el folio 9 del Expediente.

⁵³ Mediante Carta N° PPN-MA-13-212, ingresada al OEFA con registro N° 2013-E01-025519 el 13 de agosto de 2013, Pluspetrol señaló las acciones adoptadas según su Plan de Contingencia, documento que puede ser apreciado en el folio 133 y 135 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

⁵⁴ Presentado por Pluspetrol mediante Carta N° PPN-MA-13-212 el 13 de agosto del 2013. Registro 2013-E01-025519.



Gráfico N° 5
Bombeo de Crudo el 30 de julio del 2013



Fuente: Dirección de Supervisión

- 91. De ese modo, se evidencia que Pluspetrol continuó bombeando crudo durante una hora con veinte minutos (1:20:00) con pleno conocimiento de la rotura del oleoducto...
92. En consecuencia, las acciones de prevención y/o mitigación exigidas a Pluspetrol comprenderán el seguimiento de las acciones que este último declaró adoptar...
93. Adicionalmente, del programa de recorrido y/o inspección visual del oleoducto del mes de julio del 2013, que fue presentado por el administrado en respuesta al requerimiento efectuado en la acción de supervisión especial...

55 En el Reporte Final de Emergencias Ambientales, Pluspetrol declaró que el área involucrada con el derrame de crudo fue 226m2, equivalente a 59.64 galones.
56 El administrado informó a OEFA lo siguiente: i) haber activado su Plan de Contingencia; ii) que procedió a parar la transferencia de crudo; iii) que envió una cuadrilla a la progresiva; y iv) que controló el derrame con la colocación de la grapa.
57 El acta de Supervisión Especial se encuentra en la página 119 a la 123 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.



Carta N° PPN-MA-13-212, se desprende que el recorrido realizado por Pluspetrol del 26 al 29 de julio del 2013, comprendió los tramos del km. 108 + 00 al 92 + 200, recorrido por la cuadrilla N° 1; y el tramo 75 + 300 al 54 + 200, recorrido por la cuadrilla N° 2, de acuerdo a lo siguiente:

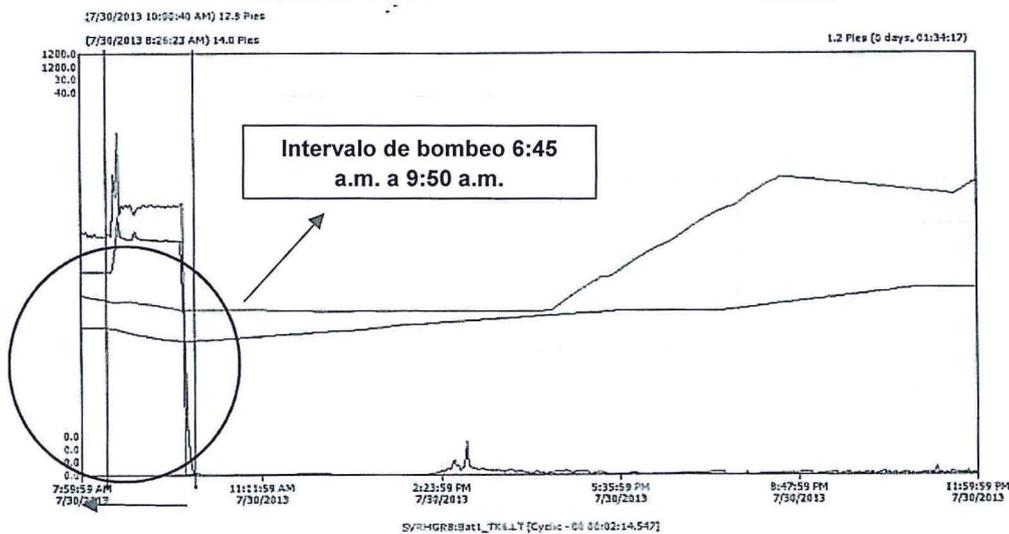
Gráfico N° 6
Bombeo de Crudo el 30 de julio del 2013



Fuente: Dirección de Supervisión

94. No obstante, si bien, días previos al incidente ambiental, Pluspetrol estaba cubriendo el punto donde ocurrió el derrame de crudo el 30 de julio del 2013, dicho incidente no fue advertido por las cuadrillas de recorredores, sino por un poblador de la Comunidad Nativa de Nueva Esperanza, que recién reportó el incidente posteriormente al monitor PMAC, lo que denota que la cuadrilla llegó al lugar del incidente después que el poblador.
95. De otro lado, el administrado señala que de la interpretación de curvas de parámetros no se observa variaciones y desvíos en parámetros de control de presión y flujo, conforme adjunta en el Anexo 3⁵⁸ de sus descargos a la Resolución Subdirectorial N° 64-2017-OEFA-DFSAI/SDI, conforme lo siguiente:

Gráfico N° 7
Curva de Parámetros de Transferencia 30 de julio de 2013



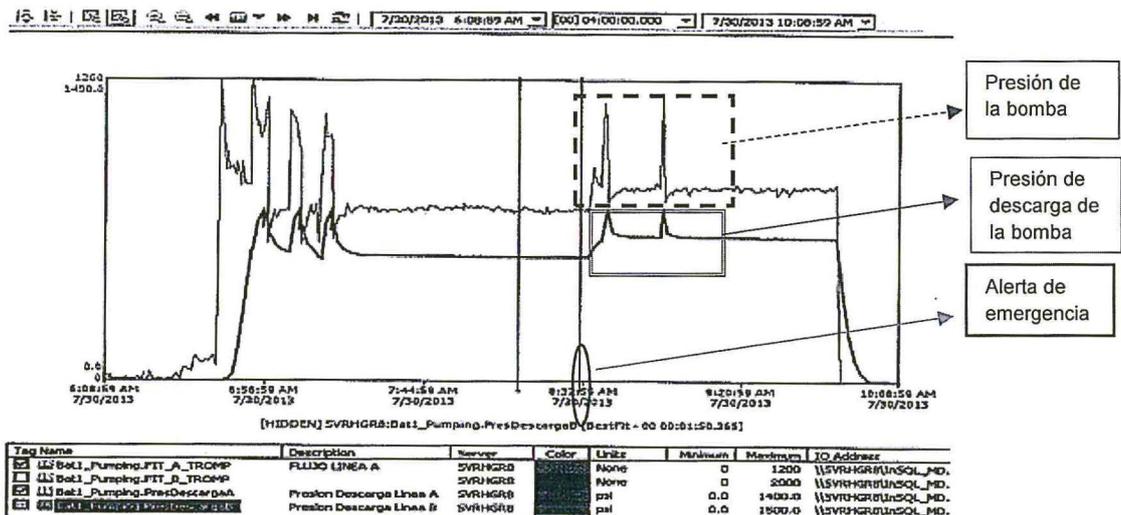
Fuente: Pluspetrol



- 96. En efecto, de análisis del gráfico precedente, se desprende la curva de variación de la presión y caudal registrado por el sistema SCADA correspondiente al 30 de julio del 2013, apreciándose que el comportamiento de los parámetros de presión y caudal se mantienen⁵⁹ dentro de los rangos normales de bombeo, sin embargo, ello no acredita que Pluspetrol haya adoptado efectivamente las acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto ambiental ocurrido, puesto que, los medios probatorios adicionales recabados en la etapa de Supervisión, que constituyen declaraciones propias del administrado, han demostrado lo contrario.
- 97. Adicionalmente, mediante el siguiente gráfico, Pluspetrol adjuntó los datos de Presión y Flujo en la fecha de bombeo del sistema SCADA para el día 30 de julio del 2013, que indicarían que el citado día se inició el bombeo a las seis y cuarenta y cinco horas (06:45), así, luego de ajustes e intentos de arranque de motobomba, se registra bombeo continuo a partir de las siete y quince horas (07:15), mostrando el siguiente gráfico la información de los parámetros de presión y flujo en donde se verifica, conforme señala el administrado, que no existen variaciones de presión y flujo que indique una fuga de crudo, por el contrario, ambos parámetros siguen un comportamiento normal de bombeo.

Gráfico N° 8:
Presión y Flujo del sistema SCADA del 30 de julio del 2013

Gráfico 4: Gráfico de presión y flujo del sistema SCADA del día 30 de julio del 2013



Fuente: Pluspetrol

- 98. Contrariamente a lo señalado por el administrado, el gráfico anterior corroboraría lo señalado en la Carta N° PPN-MA-13-212⁶⁰, en el sentido que de acuerdo con

⁵⁹ La Dirección de Supervisión efectuó el análisis de la variación de la curva de presión registrado por el Sistema SCADA los días 28, 29 y 30, concluyendo que los parámetros de presión y caudal se mantienen dentro de los rangos normales de bombeo. Ver página 11 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.

⁶⁰ Mediante Carta N° PPN-MA-13-212, ingresada al OEFA con registro N° 2013-E01-025519 el 13 de agosto de 2013, Pluspetrol señaló las acciones adoptadas según su Plan de Contingencia, documento que puede ser apreciado en el folio 133 y 135 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente,



el reporte del operador de producción de la Batería 1⁶¹, el 30 de julio del 2013, el bombeo se inició a las seis horas con cuarenta y cinco minutos (06:45 a.m.) y finalizó a las nueve horas con cincuenta minutos (09:50 a.m.), habiéndose alertado del incidente ambiental a las 08:30 a.m. Esto quiere decir, que Pluspetrol, aun teniendo conocimiento de la rotura del ducto a las 08:30 a.m., continuó bombeando por una hora con veinte minutos (1:20:00).

99. Así, del gráfico anterior, se aprecia, inclusive, que el registro resaltado con una línea punteada, que corresponde a los datos de la presión de la bomba (Línea de Flujo A), posterior al aviso de la emergencia (08:30 a.m.) incrementó significativamente la presión, denotando inestabilidad, es decir, comportamiento de fuga de crudo. De otro lado, el registro resaltado con una línea doble, corresponde a la presión de descarga de la bomba (Presión de descarga de la Línea A), no observa un aumento proporcional de presión de la bomba (Línea de Flujo A). En consecuencia, tratándose del mismo ducto, si se eleva la presión de la bomba tendría que elevarse a la misma proporción la presión de descarga, evidenciándose pérdida de presión y en consecuencia, comportamiento de fuga de crudo.

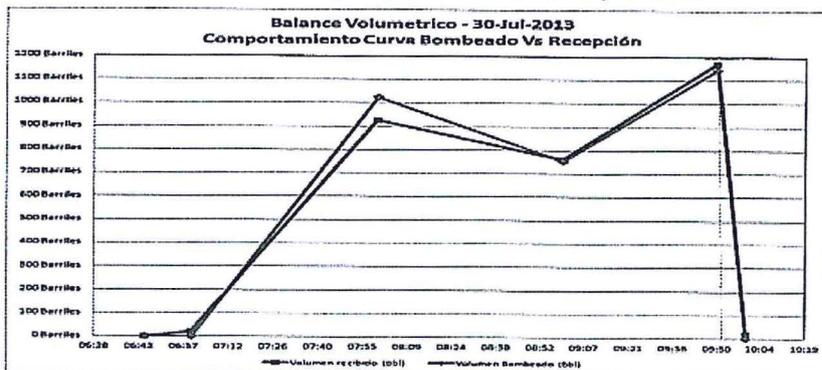
100. En ese sentido, es posible concluir que el administrado al tener conocimiento de las alertas de emergencia, se encontraba en la obligación de adoptar las acciones de prevención y/o mitigación efectivas y oportunas ante la fuga de crudo, que, como se ha visto precedentemente, pudo haberse minimizado deteniendo el bombeo, desde el momento en que se tuvo conocimiento de las alertas de emergencia (08:30), cual no ha ocurrido, pues el administrado continuó bombeando durante una hora con veinte minutos (1:20:00) pese a tener pleno conocimiento de la rotura del oleoducto, desde la citada alerta.

101. De otro lado, el administrado manifestó que lo datos registrados de Presión y Caudal son puntuales, ya que los bombeos se encuentran en proceso de estabilización, comportamiento característico durante las primeras horas de bombeo, oportunidad en la cual procede - en cada bombeo - a analizar el balance volumétrico, consistente en comparar cada hora los volúmenes físicos de envío versus recepción, de acuerdo con lo siguiente:



Gráfico N° 9:
Volumen de bombeo y recepción horario del 30 de julio del 2013

Gráfico 3: Volumen de bombeo y recepción horario del día 30 de julio del 2013



⁶¹ Presentado por Pluspetrol mediante Carta N° PPN-MA-13-212 el 13 de agosto del 2013. Registro 2013-E01-025519.

**Parámetro de bombeo horario del 30 de julio del 2013**

Tabla 3: Parámetros de bombeo horario del día 30 de julio del 2013

Reporte horario de operador de Batería 1 30 de Julio del 2013						
Hora	Presión (Hz)	Volumen Bombeado (Bbl)	Volumen Bombeado Acumulado (Bbl)	Volumen recibido (Bbl)	Volumen recibido Acumulado (Bbl)	Diferencia de volumen (Bbl)
06:45	600 psi	-	-	-	-	-
07:00	0 psi	0 Barriles	0 Barriles	21 Barriles	21 Barriles	21 Barriles
08:00	578 psi	1024 Barriles	1024 Barriles	925 Barriles	946 Barriles	-99 Barriles
09:00	672 psi	754 Barriles	1778 Barriles	760 Barriles	1706 Barriles	6 Barriles
09:50	670 psi	1145 Barriles	2923 Barriles	1171 Barriles	2877 Barriles	26 Barriles
10:00		0 Barriles	2923 Barriles	21 Barriles	2898 Barriles	21 Barriles

Fuente: Pluspetrol

102. Respecto del gráfico anterior, correspondiente al comportamiento volumétrico del bombeo del día 30 de julio del 2013, Pluspetrol concluye que durante dicho proceso es posible verificar que en el primer control de las ocho horas (08:00), el volumen de crudo recibido en Saramuro es menor en noventa y nueve (-99) barriles, producto del llenado del ducto. En el control de las nueve horas (09:00), el volumen horario de crudo recibido en Saramuro es mayor que el bombeado en la Batería 1 en dicha hora; y respecto del control de las nueve y cincuenta horas (09:50), tiempo de parada del bombeo, éste indica que el volumen de crudo recibido en Saramuro es mayor en veintiséis (26) barriles al bombeado de Batería 1.
103. Por lo expuesto, Pluspetrol concluye que las tendencias de comportamiento de presión y flujo en el bombeo del 30 de julio del 2013 no muestran variación que permita determinar una fuga en el oleoducto, lo cual es posible corroborar con los balances volumétricos horarios en los que la diferencia de volumen recibido en Saramuro es mayor que el bombeado en Batería 1. De ese modo, si se tendría pérdidas o fugas de crudo, los volúmenes horarios de crudo en Saramuro serían menores que el transferido desde Batería 1.
104. Sobre el particular, corresponde precisar que al ser dichos parámetros reportes propios tomados por el operador de forma física, no reflejan necesariamente los registros del Sistema SCADA, puesto que, si bien del gráfico del sistema SCADA del día 30 de julio se concluyó que el comportamiento de los parámetros de presión y caudal se mantienen⁶² dentro de los rangos normales de bombeo, del Reporte Horario del Operador de la Batería 1 del 30 de julio del 2013, presentado por el administrado, se verifica que el balance de los bombeos presentados por el administrado no cuenta con la certeza suficiente en los parámetros de presión y caudal.
105. Lo anterior se evidencia debido a que el sistema de bombeo, que en las primeras horas está en proceso de estabilización, denota diferencias de volúmenes entre



⁶² La Dirección de Supervisión efectuó el análisis de la variación de la curva de presión registrado por el Sistema SCADA los días 28, 29 y 30, concluyendo que los parámetros de presión y caudal se mantienen dentro de los rangos normales de bombeo. Ver página 11 del archivo denominado Informe de Supervisión N° 1433-2013-OEFA/DS-HID, contenido en el folio 9 del Expediente.



- lo bombeado y lo recibido hora por hora, de acuerdo a lo siguiente: a las 7:00 (21 barriles), a las 08:00 (-38 barriles), a las 09:00 (26 barriles), a las 09:50 (21 barriles), de donde se verifica la inestabilidad del sistema.
106. Asimismo, al realizar el balance volumétrico acumulado del día 30 de julio del 2013, es decir al comparar el volumen enviado acumulado (2,923 barriles) con el volumen recibido acumulado (2,898 barriles), se aprecia una diferencia de 25 barriles que faltarían en la recepción, valores que reflejan datos anómalos, no habiendo indicado el administrado a qué se debió dicha diferencia, por lo que sí es posible concluir inconvenientes en el ducto (comportamiento de fuga de crudo), y que contrariamente a lo señalado por el administrado, el volumen horario recibido es menor que el volumen bombeado, pues estaría llegando al punto de recepción menos crudo del bombeado.
107. Sobre el volumen de Bombeo y Recepción Horario del 30 de julio del 2013 presentado por el administrado, este únicamente refleja los valores del reporte horario del operador de la Batería 1, de los cuales se ha concluido anteriormente su inestabilidad, por lo que corresponde desestimar los argumentos del administrado.
108. Finalmente, Pluspetrol manifiesta que el incidente ocurrido fue atendido de manera continua desde julio del 2013 hasta enero del 2014, habiéndose elaborado un muestreo de cierre el 25 de febrero del 2014 por parte de un laboratorio acreditado, de acuerdo con el Anexo 1 que adjunta a su escrito de descargos. Asimismo, Pluspetrol adjunta mediante el Anexo 2, el informe de cierre de limpieza y remediación respectivo y el acta de cierre firmado por la comunidad respectiva, mediante la cual habrían otorgado la conformidad a los trabajos de remediación.
109. Al respecto, de la revisión del Anexo 1, que contiene el documento denominado "Resultados finales por un laboratorio acreditado: Informe de Ensayo 5629/2014 -Monitoreo Especial de Suelos Km. 93 + 400 Oleoducto Corrientes Saramuro"⁶³, de los resultados analíticos y controles de calidad, se puede apreciar que las fracciones de hidrocarburos F1 (C5 – C10), F2 (C10 – C28) y F3 (C28-C40) están por debajo de los Estándares de Calidad Ambiental (en lo sucesivo, ECA).
110. Asimismo, a continuación se puede apreciar la relación entre el ECA suelo y los resultados de los análisis del Informe de Ensayo 5629/2014, que acreditan que las fracciones de hidrocarburos F1, F2 y F3 están por debajo del ECA requerido:





Tabla N° 7: Informe de Ensayo 5629/2014

		62639/2014 25/02/2014 MON- 20140225-LA KM 93+400-FIN- M1	62640/2014-1.0 25/02/2014 MOM- 20140225-1 KM 93+400-FIN-M2	62640/2014-1.0 26/02/2014 MOM- 20140225-1 KM 93+400-FIN-BL
PARÁMETROS	Límite máximo establecido en el D.S. N° 02-2013 MINAM ECA (SUELO) (mg/kg) ECA (SUELO) (mg/kg)	RESULTADO (mg/kg)	RESULTADO (mg/kg)	RESULTADO (mg/kg)
FRACCION DE HIDROCARBURO F1 (C5-C10)	500	<06	<06	<06
FRACCION DE HIDROCARBURO F2 (C10-C28)	500	42	82	2
FRACCION DE HIDROCARBURO F3 (C28-C40)	6000	27	40	26

Elaboración: DFSAI.

111. Cabe precisar que, de dichos resultados se aprecia que el administrado ha adoptado acciones para corregir las consecuencias de su conducta, situación que será considerada a fin de determinar si corresponde o no el dictado de medidas correctivas, respecto de dicho extremo.
112. De otro lado, en lo referido al Anexo 2, que contiene el documento denominado "Informe Final Km. 94 + 400 Oleoducto Corrientes - Saramuro"⁶⁴, es de precisar que dicho instrumento consideró la limpieza de derrame y remediación de suelos del Km 93+400, así como la implementación y construcción de estructuras y facilidades (barreras de contención, inventario forestal, desbroce del área y caracterización de suelos, pasarelas, pits del almacenamiento, construcción de plataformas para el lavado de material vegetal y construcciones de celdas). Del mismo modo, dentro de las actividades de remediación, se ha considerado el retiro y lavado de raíces, segregación de material vegetal, lavado de suelos, recuperación de residuos oleosos, muestreo de cierre, reforestación y acta de cierre.
113. A modo de conclusión, el muestreo de cierre, realizado el 25 de febrero del 2014, establece que las muestras fueron remitidas a laboratorio acreditado por el Instituto Nacional de Calidad – INACAL, siendo sus resultados emitidos mediante Informe de Ensayo 5629, conforme lo siguiente:



**Gráfico N° 10: Resultados del Muestreo Final**

Muestras del Grupo: 5619/2014			
N° ALS - Corplab	62639/2014-1.0	62640/2014-1.0	62641/2014-1.0
Fecha de Muestreo	25/01/2014	25/01/2014	25/01/2014
Hora de Muestreo	08:00:00	08:15:00	08:45:00
Tipo de Muestra	Suelo	Suelo	Suelo
Identificación	MON-20140225-1A	MON-20140225-1A	MON-20140225-1A
Método de Análisis	Parámetro	Unidad	ID
OS ANÁLISIS POR CROMATOGRAFIA - Hidrocarburos Totales del Petróleo			
Hidrocarburos Totales de Petróleo	Fracción de hidrocarburos F1 (C5-C10)	mg/kg	0,5
Hidrocarburos Totales de Petróleo	Fracción de hidrocarburos F2 (C10-C28)	mg/kg	2
Hidrocarburos Totales de Petróleo	Fracción de hidrocarburos F3 (C28-C40)	mg/kg	2
			< 0,5
			42
			4)
			25

Fuente: Pluspetrol

114. Sin perjuicio de ello, las acciones de remediación efectuadas en el área impactada (Km. 93 + 400), serán analizadas en el acápite siguiente a fin de verificar si corresponde o no el dictado de medidas correctivas.
115. Cabe precisar que lo anterior no exime al administrado de su obligación de cumplir con la normativa ambiental, aspecto que puede ser materia de acciones de supervisión y fiscalización en posteriores inspecciones de campo y/o gabinete.
116. Por todo lo antes expuesto, queda acreditado que Pluspetrol incumplió lo dispuesto en el Artículo 3° del RPAAH, en concordancia con el Artículo 74° y el Numeral 75.1 del Artículo 75° de la LGA, al no adoptar acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por los derrames ocurridos en el kilómetro 88 + 180 y en el kilómetro 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8. Esta conducta infringe el numeral 3.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Escala de Multas y Sanciones del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias.

IV. PROCEDENCIA DE MEDIDAS CORRECTIVAS**IV.1 Marco normativo para la emisión de medidas correctivas**

117. De acuerdo al Numeral 136.1 del Artículo 136° de la Ley General de Ambiente, Ley N° 28611 (en lo sucesivo, LGA), las personas naturales o jurídicas que infrinjan las disposiciones contenidas en esa Ley y en las disposiciones complementarias y reglamentarias sobre la materia, se harán acreedoras, según la gravedad de la infracción, a sanciones o medidas correctivas⁶⁵.

⁶⁵ Ley N° 28611, Ley General del Ambiente.
Artículo 136.- De las sanciones y medidas correctivas



118. Cabe indicar que, la declaración de responsabilidad o la imposición de una sanción al administrado, no exime a este del cumplimiento de las obligaciones incumplidas; en tal sentido, el administrado debe cumplir con las normas supuestamente infringidas establecidas en la Tabla N° 1.
119. Sin perjuicio de lo anterior, en caso la conducta del infractor haya producido algún efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, la autoridad podrá dictar medidas correctivas, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 22° de la Ley SINEFA⁶⁶.
120. A nivel reglamentario, el Artículo 28° de la Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD⁶⁷ y el Numeral 19 de los Lineamientos para la aplicación de las medidas correctivas previstas en el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley SINEFA⁶⁸, establecen que para dictar una medida correctiva es necesario que la conducta infractora haya producido un efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas. Asimismo, el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley SINEFA⁶⁹ establece que se pueden

136.1 Las personas naturales o jurídicas que infrinjan las disposiciones contenidas en la presente Ley y en las disposiciones complementarias y reglamentarias sobre la materia, se harán acreedoras, según la gravedad de la infracción, a sanciones o medidas correctivas.

⁶⁶ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

"Artículo 22.- Medidas correctivas"

22.1 Se podrán ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas".

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

"Artículo 249.- Determinación de la responsabilidad"

249.1 Las sanciones administrativas que se impongan al administrado son compatibles con el dictado de medidas correctivas conducentes a ordenar la reposición o la reparación de la situación alterada por la infracción a su estado anterior, incluyendo la de los bienes afectados, así como con la indemnización por los daños y perjuicios ocasionados, las que son determinadas en el proceso judicial correspondiente. Las medidas correctivas deben estar previamente tipificadas, ser razonables y ajustarse a la intensidad, proporcionalidad y necesidades de los bienes jurídicos tutelados que se pretenden garantizar en cada supuesto concreto".



⁶⁷ Resolución que aprueba el Reglamento de Medidas Administrativas del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA.

"Artículo 28°.- Definición"

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 hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas".

⁶⁸ Mediante Resolución de Consejo Directivo N°010-2013-OEFA/CD se aprobó el referido lineamiento.

19. En esta sección se va a identificar las medidas correctivas que pueden ser ordenadas por el OEFA, teniendo en cuenta lo establecido en la Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente (en adelante, la LGA) y la Ley del SINEFA.

Resulta oportuno señalar que existen claras diferencias conceptuales entre las medidas correctivas y las sanciones administrativas.

Las sanciones son medidas administrativas que afectan negativamente la esfera jurídica de los administrados infractores, y que tienen por objeto desincentivar la realización de conductas ilegales. Las sanciones pueden tener carácter monetario (v. gr. la multa) como no monetario (v. gr. la amonestación).

Por su parte, las medidas correctivas tienen por objeto "revertir" o "disminuir en lo posible" el efecto nocivo de la conducta infractora; buscan corregir los efectos negativos de la infracción sobre el bien jurídico protegido; reponer el estado de las cosas a la situación anterior al de la comisión de la infracción.

Como se observa, los fines de las sanciones y las medidas correctivas son distintos.

⁶⁹ Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

"Artículo 22°.- Medidas correctivas"



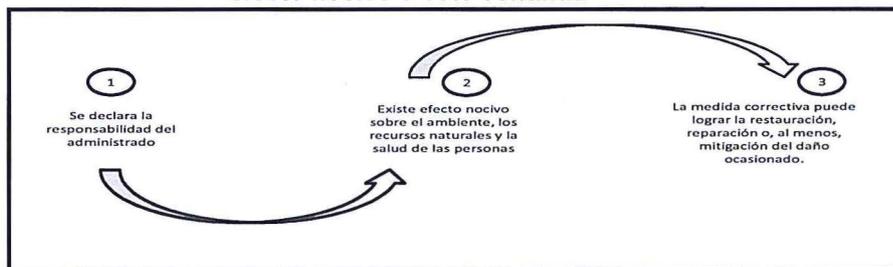


imponer las medidas correctivas que se consideren necesarias para evitar la continuación del efecto nocivo de la conducta infractora en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas.

121. Atendiendo a este marco normativo, los aspectos a considerar para la emisión de una medida correctiva son los siguientes:

- Se declare la responsabilidad del administrado por una infracción;
- Que la conducta infractora haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; y,
- La medida a imponer permita lograr la restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

Secuencia de análisis para la emisión de una medida correctiva cuando existe efecto nocivo o este continúa



Elaboración: DFSAI

122. De acuerdo al marco normativo antes referido, corresponderá a la Autoridad Decisora ordenar una medida correctiva en los casos en que la conducta infractora haya ocasionado un efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas, o dicho efecto continúe; habida cuenta que la medida correctiva en cuestión tiene como objeto revertir, reparar o mitigar tales efectos nocivos⁷⁰. En caso contrario -inexistencia de efecto nocivo en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas- la autoridad no se encontrará habilitada para ordenar una medida correctiva, pues no existiría nada que remediar o corregir.



123. De lo señalado se tiene que no corresponde ordenar una medida correctiva si se presenta alguno de los siguientes supuestos:

- No se haya declarado la responsabilidad del administrado por una infracción;
- Habiéndose declarado la responsabilidad del administrado, la conducta infractora no haya ocasionado efectos nocivos en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas; y,
- Habiéndose declarado la responsabilidad del administrado y existiendo algún efecto nocivo al momento de la comisión de la infracción; este ya no continúa;



⁷⁰ "22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes: (...) f) Otras que se consideren necesarias para evitar la continuación del efecto nocivo que la conducta infractora produzca o pudiera producir en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas".

⁷⁰ En ese mismo sentido, Morón señala que la cancelación o reversión de los efectos de la conducta infractora es uno de los elementos a tener en cuenta para la emisión de una medida correctiva. Al respecto, ver MORON URBINA, Juan Carlos. "Los actos-medida (medidas correctivas, provisionales y de seguridad) y la potestad sancionadora de la Administración". *Revista de Derecho Administrativo. Círculo de Derecho Administrativo*. Año 5, N° 9, diciembre 2010, p. 147, Lima.



resultando materialmente imposible⁷¹ conseguir a través del dictado de la medida correctiva, la restauración, rehabilitación, reparación o, al menos, la mitigación de la situación alterada por la conducta infractora.

124. Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que en el Artículo 29° del Reglamento de Medidas Administrativas del OEFA, concordante con el Literal f) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley SINEFA, se establece que en los casos donde la conducta infractora tenga posibles efectos perjudiciales en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas⁷², la Autoridad Decisora puede ordenar una medida correctiva de adecuación para que el administrado adapte sus actividades a determinados estándares que mitiguen los posibles efectos perjudiciales de dicha conducta. Para emitir ese tipo de medidas se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Cuál es el posible efecto nocivo o nivel de riesgo que la obligación infringida podría crear; y,
- Cuál sería la medida idónea para prevenir ese posible efecto nocivo, de conformidad al principio de razonabilidad regulado en el Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444. En caso el cumplimiento de la obligación infringida sea suficiente para evitar el efecto nocivo, no se emitirá medida correctiva alguna.

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

- La imposibilidad de restauración del bien ambiental; y,
- La necesidad de sustituir ese bien por otro.



⁷¹ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

"Artículo 3°.- Requisitos de validez de los actos administrativos

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(...)

2. Objeto o contenido. - Los actos administrativos deben expresar su respectivo objeto, de tal modo que pueda determinarse inequívocamente sus efectos jurídicos. Su contenido se ajustará a lo dispuesto en el ordenamiento jurídico, debiendo ser lícito, preciso, posible física y jurídicamente, y comprender las cuestiones surgidas de la motivación".

(...)

"Artículo 5°.- Objeto o contenido del acto administrativo

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

5.2 En ningún caso será admisible un objeto o contenido prohibido por el orden normativo, ni incompatible con la situación de hecho prevista en las normas; ni impreciso, oscuro o imposible de realizar".

⁷² Esta norma es concordante con el literal f) del Artículo 22 de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

"Artículo 22°.- Medidas correctivas

22.2 Entre las medidas que pueden dictarse se encuentran, de manera enunciativa, las siguientes:

(...)

f) Otras que se consideren necesarias para evitar la continuación del efecto nocivo que la conducta infractora produzca o pudiera producir en el ambiente, los recursos naturales o la salud de las personas."



IV.2 Aplicación al caso concreto del marco normativo respecto de si corresponde dictar una medida correctiva

126. A continuación, se analizará si se encuentran presentes los elementos necesarios para dictar una medida correctiva. En caso contrario no se dictará medida alguna.
127. En el presente caso, la conducta imputada está referida a que el administrado no adoptó las acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por dos hechos específicos:
- (i) Derrame ocurrido el 18 de julio del 2013 en el km 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8; y
 - (ii) Derrame ocurrido el 30 de julio del 2013 en el Km. 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.
128. Es preciso señalar que los derrames de hidrocarburos, como el caso materia de análisis, generan una serie de consecuencias negativas para el ambiente, tales como: (i) la disminución de la porosidad de los suelos, afectando la retención del agua en el suelo y por ende su capacidad productiva, en el cual se desarrolla la microfauna (bacterias, hongos, nematodos, helmintos, etc.) que fertiliza los suelos, sustento de la vegetación; y, (ii) altera la composición química natural de los suelos⁷³, alterando el pH y contaminando con compuestos orgánicos azufrados y trazas de metales⁷⁴, entre otros impactos ambientales negativos al suelo y al entorno natural.
129. Asimismo, los impactos ambientales negativos que producen los derrames de hidrocarburos líquidos (petróleo, agua con trazas de hidrocarburos), en cuerpos de agua, se caracterizan por generar: (i) reducción de la penetración de la luz solar, provocando la imposibilidad de que los organismos puedan realizar la fotosíntesis; (ii) la reducción de la producción de oxígeno por parte de los organismos fotosintéticos se reduce, debido al efecto eco tóxico que se ejerce sobre los miembros del eslabón primario de la cadena alimenticia de los cuerpos de agua⁷⁵.
130. Por lo anteriormente señalado, la adopción de acciones preventivas con la finalidad de evitar y/o mitigar impactos negativos en el ambiente, se justifica por la necesidad de preservar, conservar, mejorar y restaurar la calidad del aire, el agua, los suelos y demás componentes del ambiente, en la medida que la naturaleza de las actividades de hidrocarburos debe incluir una identificación y control de los factores de riesgo que la afecten, de lo contrario dichas conductas resultan nocivas para el ambiente y la salud de las personas.

⁷³ MIRANDA RODRIGUEZ Darío y Ricardo RESTREPO MANRIQUE. *Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales – impactos, consecuencias y prevención: La experiencia de Colombia*. Colombia: International Oil Spill Conference Proceedings, 2005, pp. 571-575.
Disponible en: <http://ioscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-2005-1-571>
(Última revisión: 20/09/2017).

⁷⁴ Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum formation and occurrence*. Berlín: Springer-Verlag.

⁷⁵ MIRANDA RODRIGUEZ Darío y Ricardo RESTREPO MANRIQUE. *Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales – impactos, consecuencias y prevención: La experiencia de Colombia*. Colombia: International Oil Spill Conference Proceedings, 2005, pp. 571-575.
Disponible en: <http://ioscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-2005-1-571>
(Última revisión: 20/09/2017).



- 131. Respecto del derrame ocurrido el 18 de julio del 2013 en el km 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8, Pluspetrol presentó en total seis (6) registros fotográficos, de los cuales no resulta posible inferir la oportunidad, lugar e implicancias de ejecución, y si bien, refiere el administrado, que cuatro (4) de ellas, se tratarían de los trabajos de recuperación efectuados entre el 20 al 24 de julio del 2017, es de precisar que, si bien, dichas acciones, podrían haber sido ejecutadas en el mes de julio del 2017, no se encuentran fechadas ni georreferenciadas, no pudiéndose afirmar que se traten de labores en el Km. 88 + 180 del lote 8.
- 132. Asimismo, es de considerar que la Carta PPN-OPE-0050-2015 del 3 de marzo del 2015; remitida por Pluspetrol a la Dirección de Supervisión a consecuencia de la supervisión especial realizada del 9 al 16 de febrero del 2015, actuado que no corresponde al presente expediente pero que ha sido presentado por Pluspetrol en calidad de medio probatorio; contiene la metodología de limpieza y remediación de suelos, planos del incidente ambiental y cronograma de actividades del derrame ocurrido el 18 de julio del 2013 en el km 88 + 180 (materia del presente PAS).
- 133. Sin embargo, si bien contiene la metodología de limpieza y remediación de suelos, el cronograma de actividades adjunto considera dichos trabajos desde setiembre del 2014, todo el año 2015 y enero del 2016. En consecuencia, teniendo en cuenta que los trabajos de limpieza y remediación ya habían concluido (enero del 2016) según señala el cronograma, durante la tramitación del presente PAS, Pluspetrol se encontraba en la posibilidad de informar de ello al OEFA, y acreditar con los monitoreos de calidad de suelo, los resultados obtenidos de la rehabilitación de las áreas impactadas por el derrame ocurrido en el kilómetro 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro, no obstante, no presentó ningún medio probatorio que acredite que dichos trabajos han sido efectivos o se hayan revertido las consecuencias de la conducta del administrado.
- 134. En ese sentido, teniendo en cuenta que el administrado no ha acreditado los resultados de los trabajos de remediación del área impactada en el Km. 88 + 180, corresponde ordenar la siguiente medida correctiva:



**Tabla N° 8:
Medida correctiva**

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
Pluspetrol Norte S.A. no adoptó acciones de prevención para evitar y/o mitigar el impacto negativo en el ambiente, ocasionado por los derrames ocurridos en el kilómetro 88 + 180 y en el kilómetro 93 + 400 del	Pluspetrol Norte S.A. deberá acreditar con resultados del monitoreo de calidad de suelo, la rehabilitación de las áreas impactadas por el derrame ocurrido en el kilómetro 88 + 180 del Oleoducto Corrientes	En un plazo no mayor de cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución.	Remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados desde el día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, los documentos respectivos que acrediten el cumplimiento de la obligación impuesta.





Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.	Saramuro del Lote 8. Además, deberá presentar el inventario forestal indicado en su Plan de Remediación y el nivel de ejecución del mismo.		
---	--	--	--

135. Esta medida correctiva tiene como finalidad la verificación de la ejecución de las acciones dirigidas a mitigar, remediar y rehabilitar las áreas impactadas por el derrame de hidrocarburo en el km 88 + 180 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8.
136. A efectos de fijar plazos razonables para el cumplimiento de la medida correctiva, en el presente caso se ha tomado como referencia proyectos relacionados a recuperación de crudo, limpieza y remediación de suelos, con un plazo de ejecución de cuarenta y cinco (45) días hábiles⁷⁶. En tal sentido, se justifica el plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para que el administrado acredite las medidas adoptadas para la mitigación, remediación y rehabilitación de las áreas impactadas por derrames de hidrocarburo.
137. Asimismo, se otorgan quince (15) días hábiles para que el administrado presente la información que acredite el cumplimiento de las medidas correctivas ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos.
138. Ahora bien, respecto del derrame ocurrido el 30 de julio del 2013 en el Km. 93 + 400 del Oleoducto Corrientes Saramuro del Lote 8, en la medida que, del análisis efectuado en los considerandos 108 al 114 de la presente resolución, ha quedado acreditado que el administrado cumplió con remediar las áreas impactadas por dicho derrame ocurrido, presentando para ello los resultados del monitoreo de calidad de suelo, en los cuales se advierte que las fracciones de hidrocarburos (F1, F2 y F3) se encuentran por debajo de los Estándares de Calidad Ambiental de suelos, no corresponde dictar medidas correctivas.
139. Finalmente, es importante señalar que de acuerdo a la Única Disposición Complementaria Transitoria del TUO del RPAS, 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 Registro de Actos Administrativos (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 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 y en el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo

⁷⁶ PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A. - OPERACIONES OLEODUCTO. *Servicio de recuperación de crudo, limpieza, remediación de suelos y suministro de diversos materiales en la zona de derrame km.397+300.* Perú, 2012, p. 8.
 (...)
 3. PLAZO DE EJECUCIÓN
El Plazo de ejecución del servicio será de cuarenta y cinco (45) días.
 Disponible en: http://docs.seace.gob.pe/mon/docs/procesos/2012/002433/007041_DIR-115-2012-OLE_PETROPERU-BASES.pdf
 (última revisión: 20/09/2017).



PERÚ

Ministerio
del Ambiente

Organismo de
Evaluación y
Fiscalización Ambiental

Resolución Directoral N° 1085-2017-OEFA/DFSAI

Expediente N° 740-2016-OEFA/DFSAI/PAS

Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte S.A. por la comisión de la infracción contenida en la Tabla N° 2 y por los fundamentos expuestos en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°. - Ordenar a Pluspetrol Norte S.A. la medida correctiva contenida en la Tabla N° 8 de la presente resolución.

Artículo 3°. - Informar a Pluspetrol Norte S.A. que la medida correctiva ordenada por la autoridad administrativa en el Artículo 2° suspende el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica su cumplimiento. Caso contrario, el referido procedimiento se reanuda quedando habilitado el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA a imponer la sanción respectiva, conforme a lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que Establece las Medidas Tributarias, Simplificación de Procedimientos y Permisos para la Promoción y Dinamización de la Inversión en el País.

Artículo 4°.- Informar a Pluspetrol Norte S.A. que el cumplimiento de la medida correctiva ordenada será verificada en el procedimiento de ejecución que iniciará la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA. En ese sentido, el administrado deberá presentar ante esta Dirección los medios probatorios vinculados con el cumplimiento de las medidas correctivas ordenadas, de conformidad con lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.

Artículo 5°. - Apercibir a Pluspetrol Norte S.A. que el incumplimiento de las medidas correctivas ordenadas en la presente resolución generará, por cada medida correctiva incumplida, la imposición de una multa coercitiva, no mayor a cien (100) UIT, la cual se duplicará, sin necesidad de requerimiento previo, de manera automática, sucesiva e ilimitada, hasta que el administrado acredite el cumplimiento de la medida correctiva correspondiente, conforme lo establecido en los Artículos 40° y 41° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en los Artículos 50°, 51° y 52° del Reglamento de Medidas Administrativas, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 007-2015-OEFA/CD y en el Artículo 22.5 de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

Artículo 6°.- Informar a Pluspetrol Norte 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 216° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, 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





PERÚ

Ministerio
del Ambiente

Organismo de
Evaluación y
Fiscalización Ambiental

Resolución Directoral N° 1085-2017-OEFA/DFSAI

Expediente N° 740-2016-OEFA/DFSAI/PAS

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD⁷⁷.

Artículo 7°.- Disponer la inscripción de la presente resolución en el Registro de Actos Administrativos; sin perjuicio de que si esta adquiere firmeza, lo extremos que declaran la responsabilidad administrativa serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo con la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

Regístrese y comuníquese.

NGV/vcp

RICARDO MACHUCA BREÑA

Director (e) de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos

⁷⁷

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

"Artículo 24.- Impugnación de actos administrativos

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

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

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

(...)"

