



EXPEDIENTE N° : 900-2013-OEFA/DFSAI/PAS  
 ADMINISTRADO : PLUSPETROL NORTE S.A.  
 UNIDAD AMBIENTAL : LOTE 8  
 UBICACIÓN : DISTRITOS DE PARINARI, URARINAS, TIGRE Y TROMPETEROS  
 PROVINCIAS DE DATEM DEL MARAÑON Y LORETO  
 DEPARTAMENTO DE LORETO  
 SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
 MATERIA : MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA  
 MITIGACIÓN  
 CRONOGRAMA DE REMEDIACIÓN  
 ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS PELIGROSOS  
 REMISIÓN DE INFORMACIÓN  
 RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA  
 MEDIDAS CORRECTIVAS  
 REGISTRO DE ACTOS ADMINISTRATIVOS

**SUMILLA:** Se declara la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte S.A. debido a la comisión de las siguientes infracciones:

- (i) No realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames, conducta que vulnera lo dispuesto en el Literal g) del Artículo 43° y el Artículo 47° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
- (ii) No realizó acciones para prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro, conducta que vulnera lo dispuesto en el Artículo 3° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente.
- (iii) No ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido, conducta que vulnera lo dispuesto en el Artículo 56° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
- (iv) Almacenó residuos sólidos peligrosos en terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasan la capacidad del sistema de almacenamiento en el área donde ocurrió el derrame, conducta que vulnera lo dispuesto en el Artículo 48° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el Artículo 39° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.
- (v) No presentó dentro del plazo la información solicitada por la Dirección de Supervisión del OEFA, conducta que vulnera lo dispuesto en el Rubro 4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.

Asimismo, se ordena a Pluspetrol Norte S.A. como medidas correctivas lo siguiente:





- (i) **En un plazo no mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, Pluspetrol Norte S.A. deberá acreditar la inspección y el mantenimiento regular de las tuberías, al sistema de alta presión y a la válvula de seguridad de la motobomba.**

**Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, un Informe de las acciones adoptadas a fin de efectuar los mantenimientos preventivos y correctivos a sus tuberías que transportan petróleo crudo del Oleoducto Corrientes – Saramuro del Lote 8. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Programas de Mantenimiento reportados a la autoridad competente.**

- (ii) **En un plazo no mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, deberá identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas por el derrame, ubicadas en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro.**

**Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, deberá remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, lo siguiente:**

- a) **Informe de las acciones adoptadas a fin de identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas por el derrame, ubicadas en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Estándares de Calidad Ambiental para suelo y agua vigentes.**
- b) **Cronograma de cumplimiento para identificar, caracterizar y remediar, según corresponda, las áreas impactadas por el derrame, en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Estándares de Calidad Ambiental para suelo y agua vigentes, y ser reportadas de manera mensual hasta la culminación del cronograma establecido.**

Lima, 16 de mayo del 2016

## I. ANTECEDENTES

1. El Lote 8, actualmente operado por la empresa Pluspetrol Norte S.A. (en lo sucesivo, Pluspetrol Norte) se encuentra ubicado en la provincia de Loreto, que comprende el distrito de Trompeteros de la Región Loreto, en los parajes de los ríos Corrientes y Tigres.
2. El 25 de junio del 2012 se produjo un derrame en la Progresiva 3+814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Samuro del Lote 8, operado por Pluspetrol Norte.
3. En ese sentido, el 27 y 28 de junio del 2012, la Dirección de Supervisión del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, la Dirección de Supervisión) realizó una visita de supervisión especial a la Progresiva 3+814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro del Lote 8, operado por Pluspetrol Norte (en lo





sucesivo, Supervisión Especial 2012), levantando la correspondiente Acta de Supervisión.

4. El 28 de junio del 2012, Pluspetrol Norte remitió a la Dirección de Supervisión el Reporte Preliminar de Siniestros.
5. El 10 de julio del 2012, mediante el escrito con registro N° 014916, Pluspetrol Norte presentó al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, OEFA) el Informe Final de Siniestros, informando que la causa del derrame se debió a una fisura en el oleoducto Corrientes – Saramuro, ocasionada por una sobrepresión en el cierre de la válvula MOV82 del tanque 1D2 en la Estación N° 1 perteneciente a Petroperú S.A. Asimismo la empresa comunicó que el volumen derramado fue de 283 barriles (Bls) y el área afectada 1856 m<sup>2</sup>.
6. Posteriormente, el 22 de julio del 2012, 21 de setiembre del 2012, 9 de diciembre del 2012 y 19 de marzo del 2013, la Dirección de Supervisión realizó cuatro (4) visitas de supervisión adicionales a la supervisión especial realizada el 28 de junio del 2012, a fin de hacer el seguimiento a las actividades de limpieza y remediación del incidente de derrame ocurrido el 25 de junio del 2012.
7. Los resultados de las referidas visitas fueron recogidos<sup>1</sup> en el Informe N° 74-2013-OEFA/DS-HID del 23 de mayo del 2013 (en lo sucesivo, Informe de Supervisión), el cual fue evaluado en el Informe Técnico Acusatorio N° 311-2013-OEFA/DS del 1 de octubre del 2013 (en lo sucesivo, Informe Técnico Acusatorio).

8. Así, mediante la Resolución Subdirectorial N° 207-2014-OEFA-DFSAI/SDI del 17 de febrero del 2014, notificada el 20 de febrero del mismo año, la Subdirección de Instrucción e Investigación de la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del OEFA (en lo sucesivo, Subdirección de Instrucción) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Pluspetrol Norte, imputándole a título de cargo los siguientes presuntos incumplimientos:

N°	Presunta conducta infractora	Norma que tipifica la presunta infracción administrativa	Norma que tipifica la eventual sanción	Eventual sanción	Eventual sanción no pecuniaria
1	Pluspetrol Norte no realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames.	Literal g) del Artículo 43° y Artículo 47° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 3.2 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Hasta 6 500 UIT	CE, CI, RIE, STA, SDA, CB
2	Pluspetrol Norte no realizó acciones para prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 +	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N°	Numeral 3.3 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala	Hasta 10,000 UIT	CE, CI, ITV, RIE, STA, SDA, CB

<sup>1</sup> Según consta en el Acta de Supervisión N° 6417. Folio 31 del Expediente.



	814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro	015-2006-EM, en concordancia con el Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente.	de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.		
3	Pluspetrol Norte no ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido.	Artículo 56° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM.	Numeral 3.13 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Hasta 10,000 UIT	-
4	En el área donde ocurrió el derrame, el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos se realiza a terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento.	Artículo 48° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el Artículo 39° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.	Numeral 3.8.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Hasta 3,000 UIT	CI, STA, SDA
5	Pluspetrol Norte no presentó dentro del plazo la información solicitada por la Dirección de Supervisión del OEFA.	Rubro 4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Rubro 4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.	Hasta 50 UIT	-



9. A través del escrito con registro N° 11554 del 11 de marzo del 2014, Pluspetrol Norte presentó sus descargos a las imputaciones realizadas, señalando lo siguiente:

Hecho imputado N° 1: La falta de inspecciones y mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión

- (i) Se cumplió con elaborar y ejecutar el programa de mantenimiento que se presenta al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en lo sucesivo, OSINERGMIN) a finales de cada año. Para ello, adjunta el programa





de mantenimiento del oleoducto del Lote 8 que se ejecutó en el año 2012; así como, el reporte de su cumplimiento del año 2013<sup>2</sup>.

- (ii) La tuberías se diseñan para soportar una determinada presión, pero a medida que pasa el tiempo se van corroyendo y el límite de presión baja. A este efecto se le denomina MAPO. En consecuencia, si se excede este valor, falla el punto más débil que existe en la línea.

En este sentido, la presión originada por el cierre de la válvula en la Estación 1 superó la presión del diseño del ducto, por lo que el derrame no se debió a la falta de mantenimiento, sino por la falla en las operaciones de Petroperú en la Estación 1.

- (iii) En el punto de falla no se detectó corrosión externa ni las anomalías geométricas más críticas, por lo que dicho punto no fue reportado en el "Informe Preliminar de Inspección de Geometría, Inspección de pérdida de metal de la línea "A" del oleoducto del Saramuro". Asimismo, las inspecciones realizadas no indicaron el punto de falla como una anomalía crítica.

Hecho imputado N° 2: La falta de acciones para prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro



- (i) En el Informe Final del Siniestro se declaró que la extensión del área afectada era de 1856 m<sup>2</sup>; sin embargo, el OEFA, en diferentes ocasiones, ha demostrado no tener certeza respecto de la extensión exacta del área afectada.

En efecto, en el informe de supervisión especial de seguimiento de marzo del 2013, el OEFA indicó que el área afectada era de 2 306.87 m<sup>2</sup>; no obstante, en el referido Informe también señala que en la primera supervisión de seguimiento (julio del 2012) se detectó que el área afectada era de 2 587.58 m<sup>2</sup>. Por su parte, en la Resolución Subdirectoral que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, el OEFA concluye que el área afectada es 2 693.37 m<sup>2</sup>.

Hecho imputado N° 3: Incumplimiento de ejecutar su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido

- (i) Una vez ocurrido el evento se colocaron barreras de contención en el perímetro del área afectada; no obstante, el 4 de julio del 2012 se presentó un nuevo incidente de derrame en el ducto Chambira – Corrientes en la Progresiva 31+807 que habría afectado un cuerpo de agua Quebrada Trompeterillo. Ante ello, se utilizó personal de los trabajos de remediación del km 3+184 para que atiendan el nuevo siniestro, lo cual imposibilitó cumplir con el cronograma pactado, y en su lugar, se estableció un nuevo cronograma para los trabajos de limpieza y remediación del Km 3+184.

Hecho imputado N° 4: Inadecuado almacenamiento de residuos sólidos peligrosos en el área donde ocurrió el derrame

- (i) Todo sistema de recuperación de residuos sólidos peligrosos, ya sean fluidos, material vegetal, suelo o raíces impregnadas con hidrocarburo, fueron dispuestos en bolsas de plástico y almacenados en Pits de almacenamiento



<sup>2</sup> Folios del 287 al 293 (reverso) del Expediente.



habilitados. Los Pits de almacenamiento son construidos antes y durante los trabajos de control, recuperación, limpieza y remediación de la zona afectada por el siniestro, a fin de evitar su sobrellenado. Dichos Pits son de madera, revestidos con geomembrana, de acuerdo a las fotografías adjuntas<sup>3</sup>.

A la fecha de la supervisión, los residuos recuperados se encontraban siendo trasladados hacia los Pits de almacenamiento.

Hecho imputado N° 5: La presentación de información solicitada por la Dirección de Supervisión del OEFA fuera del plazo establecido

- (i) Mediante las cartas N° PPN-EHS-12-084 y PP-OPE-13-0021 del 23 de noviembre del 2012 y del 28 de febrero del 2013, respectivamente, cumplió con remitir la información requerida por el OEFA; es decir, su incumplimiento es de carácter formal y no sustantivo.
- (ii) Debido a ello, solicita la aplicación del principio de proporcionalidad y razonabilidad al momento de la determinación de la sanción y la evaluación de los efectos de la infracción y las circunstancias atenuantes, dado finalmente entregó la información requerida y no habría obtenido beneficio ilícito alguno.

10. Mediante el Proveído N° 1 del 24 de junio del 2015, la Subdirección de Instrucción solicitó a Pluspetrol Norte los anexos A y B mencionados en sus descargos y presentados a OSINERGMIN el 3 de abril del 2013, correspondientes al cumplimiento del Programa de Mantenimiento de Oleoductos (2012) en los Lotes 8 y 1AB, respectivamente. Adicionalmente, solicitó el Cumplimiento del Programa de Mantenimiento de Oleoducto de los Lotes 8 y 1AB, correspondiente al año 2011.
11. Mediante la Carta N° PPN-OPE-0132-2015 del 1 de julio del 2015, Pluspetrol Norte S.A. dio respuesta al requerimiento de información contenido en el Proveído N° 1, y presentó al OEFA los documentos solicitados.

## II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

12. En el presente procedimiento administrativo sancionador, las cuestiones en discusión consisten en determinar lo siguiente:
  - (i) Primera cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte realizó las inspecciones y ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames.
  - (ii) Segunda cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte realizó acciones para prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro.
  - (iii) Tercera cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido.
  - (iv) Cuarta cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte realizó un adecuado almacenamiento de residuos sólidos peligrosos en el área donde ocurrió el derrame.

<sup>3</sup> Folio 295 del Expediente.



- (v) Quinta cuestión en discusión: Si Pluspetrol Norte presentó dentro del plazo la información solicitada por la Dirección de Supervisión.
- (vi) Sexta cuestión en discusión: Si corresponde ordenar medidas correctivas a Pluspetrol Norte.

### III. CUESTIÓN PREVIA

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

13. Mediante la Ley N° 30230 - Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en lo sucesivo, Ley N° 30230), publicada el 12 de julio del 2014, se ha dispuesto que durante un plazo de tres (3) años, contado a partir de su publicación, el OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.
14. El Artículo 19° de la Ley N° 30230 establece que durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, en los cuales, si declara la existencia de una infracción, únicamente dictará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador; **salvo las siguientes excepciones**<sup>4</sup>:
  - a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.
  - b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
  - c) Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un período de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.



<sup>4</sup> Ley N° 30230 - Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.

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

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

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

Mientras dure el período de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes

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

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



15. En concordancia con ello, en el Artículo 2° de las "Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 - Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país", aprobadas mediante Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, se dispuso que, tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:
- (i) Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del artículo 19° de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.
  - (ii) Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del tercer párrafo del artículo 19° de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva, y ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, o norma que la sustituya.
  - (iii) En caso se acredite la existencia de infracción administrativa, pero el administrado ha revertido, remediado o compensado todos los impactos negativos generados por dicha conducta y, adicionalmente, no resulta pertinente el dictado de una medida correctiva, la Autoridad Decisora se limitará a declarar en la resolución respectiva la existencia de responsabilidad administrativa.
- Si dicha resolución adquiere firmeza, será tomada en cuenta para determinar la reincidencia, sin perjuicio de su inscripción en el Registro de Infractores Ambientales.
16. Asimismo, de acuerdo al Artículo 6° del mencionado Reglamento, lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 no afecta la potestad del OEFA de imponer multas coercitivas frente al incumplimiento de medidas cautelares y medidas correctivas, de conformidad con lo establecido en el Artículo 199° de la LPAG, los Artículos 21° y 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, Ley del SINEFA), y los Artículos 40° y 41° del Texto Único Ordenado del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD (en lo sucesivo, TUO del RPAS).
17. Al respecto, las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador son distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, pues de las imputaciones no se aprecia un presunto daño real a la salud o vida de las personas, que se haya desarrollado actividades sin certificación ambiental o reincidencia. En tal sentido, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:
- (i) Una primera resolución que determina 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.
18. 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 reanuda quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.
19. En tal sentido, en el presente procedimiento administrativo sancionador corresponde aplicar las disposiciones contenidas en la Ley N° 30230 y en la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.

#### IV. ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES EN DISCUSIÓN

20. Antes de proceder con el análisis de las cuestiones en discusión, es preciso indicar que las conductas imputadas materia del presente procedimiento administrativo sancionador fueron detectados durante el desarrollo de las acciones de supervisión del OEFA.
21. Asimismo, el Artículo 16° del TUO del RPAS<sup>5</sup> señala que los informes técnicos, actas de supervisión u otros documentos similares constituyen medios probatorios dentro del procedimiento administrativo sancionador y la información contenida en ellos –salvo prueba en contrario– se presume cierta y responde a la verdad de los hechos que en ellos se afirma<sup>6</sup>.
22. Por consiguiente, los hechos constatados por los funcionarios públicos, quienes tienen la condición de autoridad, y que se precisen en un documento público observando lo establecido en las normas legales pertinentes, adquirirán valor probatorio dentro de un procedimiento administrativo sancionador, sin perjuicio de las pruebas que puedan aportar los administrados en virtud de su derecho de defensa.
23. Por lo expuesto se concluye que, el Acta de Supervisión y el Informe de Supervisión de la supervisión especial realizada el 27 y 28 de junio del 2012, así como las supervisiones adicionales de seguimiento del 22 de julio del 2012, 21 de setiembre de 2012, 9 de diciembre del 2012 y 19 de marzo del 2013 y el Informe Técnico Acusatorio, constituyen medios probatorios fehacientes, al presumirse cierta la información



<sup>5</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

**"Artículo 16°.- Documentos públicos**

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

<sup>6</sup> En este contexto, Garberí Llobregat y Buitrón Ramírez señalan lo siguiente:  
«(…), la llamada "presunción de veracidad de los actos administrativos" no encierra sino una suerte de prueba documental privilegiada, en tanto se otorga legalmente al contenido de determinados documentos la virtualidad de fundamentar por sí solos una resolución administrativa sancionadora, siempre que dicho contenido no sea desvirtuado por otros resultados probatorios de signo contrario, cuya proposición y práctica, como ya se dijo, viene a constituirse en una "carga" del presunto responsable que nace cuando la Administración cumple la suya en orden a la demostración de los hechos infractores y de la participación del inculpaado en los mismos». (GARBERÍ LLOBREGAT, José y BUITRÓN RAMÍREZ, Guadalupe. *El Procedimiento Administrativo Sancionador*. Volumen I. Quinta edición. Valencia: Tirant Lo Blanch, 2008, p. 403).

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



contenida en los mismos, sin perjuicio del derecho del administrado de presentar los medios probatorios que acrediten lo contrario.

**IV.1. Análisis de la primera cuestión en discusión: Determinar si Pluspetrol Norte realizó las inspecciones y ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames**

**IV.1.1. Marco teórico**

24. Para las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento, y distribución de Hidrocarburos, se debe aplicar lo dispuesto en el Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM (en lo sucesivo, RPAAH), que señala que sus titulares tienen la obligación de realizar y ejecutar programas de mantenimiento regulares (preventivos y correctivos) a sus instalaciones y equipos durante el desarrollo de sus operaciones.
25. En esa misma línea, durante el desarrollo de las actividades de explotación y transporte de hidrocarburos líquidos (en lo sucesivo, petróleo crudo) en tierra, se cuenta con infraestructuras tales como tuberías de transferencia de petróleo crudo, válvulas, bridas, accesorios –como válvulas de seguridad, que conforman el sistema de control de alta presión-, tanques separadores, *manifold*, tanques de almacenamiento y separadores, dispositivos de seguridad o alivio, pozos de perforación, entre otros.
26. Estas infraestructuras están expuestas a riesgos ambientales, como por ejemplo derrame de hidrocarburos (petróleo crudo, diésel, combustible, gas líquido, entre otros) provocados, entre otros, por rupturas de tuberías, que generalmente ocurren a consecuencia de la falta de mantenimiento preventivo y correctivo a las tuberías que transportan petróleo crudo. Estas rupturas en las tuberías pueden implicar que el petróleo sea descargado al ambiente (cuerpo receptor: suelo, cobertura vegetal), ocasionando impactos ambientales negativos en el área afectada.
27. Asimismo, uno de los problemas más frecuentes que se presentan en las instalaciones durante el transporte de petróleo crudo en tierra es el proceso de corrosión, que es la destrucción lenta y progresiva de un metal por la acción de un agente exterior, en la que uno de los factores que limita el tiempo de vida útil y su integridad, son los ataques químicos o fisicoquímicos que sufren en el medio que les rodea<sup>7</sup>. Del mismo modo, las fallas de dispositivos, tales como válvulas de seguridad, las que forman parte del sistema de control de alta presión, deben ser sometidos a inspecciones visuales para evitar el desequilibrio en la presión de transporte de hidrocarburos.
28. Las acciones preventivas y correctivas que deben tomar las empresas, a fin de evitar derrames de petróleo crudo, se basan principalmente en efectuar inspecciones internas y externas a las instalaciones y equipos en general, así como reparaciones y cambio de instalaciones en mal estado, ya que estos sufren deterioros y desgastes con el tiempo. Estas inspecciones deben garantizar el buen estado de la integridad de los mismos durante su vida útil, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de accidentes e impactos ambientales negativos.



<sup>7</sup> CUESTA FERNANDEZ, Francisco Luis. *Análisis del fenómeno de la corrosión en materiales de uso técnico: metales - Procedimientos de protección*. España, 2009, p. 4.



29. Al respecto, el mantenimiento preventivo es la acción de inspeccionar, probar y reacondicionar las instalaciones y equipos a intervalos regulares programados con el fin de prevenir fallas de funcionamiento y evitar impactos negativos al ambiente (suelo, cobertura vegetal). En otras palabras, es el conjunto de acciones que permite conservar o reestablecer un sistema productivo a un estado específico, para que pueda cumplir un servicio determinado<sup>8</sup>.
30. En ese sentido, dentro de las medidas de protección ambiental y seguridad de instalaciones (medidas preventivas) se encuentran los métodos de ensayos no destructivos, por ejemplo ultrasónicos, radiográficos, inspecciones internas con raspatubos inteligentes (mantenimientos internos); y pinturas anticorrosivas e inspecciones visuales (mantenimientos externos), para determinar el grado de corrosión, deterioro y fallas de las instalaciones mencionadas anteriormente, empleados durante la explotación y transporte de petróleo crudo<sup>9</sup>.
31. Finalmente, dentro de los mantenimientos correctivos, que consisten en las actividades realizadas a un activo después de evidenciar la existencia de una falla, de manera que esté en condiciones para cumplir con la función para la cual está establecido<sup>10</sup>; se encuentran las siguientes acciones: limpieza de petróleo crudo que vertido hacia las instalaciones, equipos y al ambiente (suelo, cobertura vegetal), producto de derrames; así como el cambio y/o reparación de tuberías de transporte y sus accesorios (válvulas, bridas, entre otros) que se encuentren en mal estado.



#### W.1.2. Marco Normativo

32. El Literal g) del Artículo 43° y Artículo 47° del RPAAH señalan lo siguiente:

**“Artículo 43°.-**

*Para el manejo y almacenamiento de Hidrocarburos, el operador Titular de las Actividades de Hidrocarburos cumplirá con los siguientes requisitos:(...)*

*g. Las instalaciones o equipos tales como: ductos, tanques, unidades de proceso, instrumentos, etc., deberán ser sometidos a programas regulares de mantenimiento a fin de minimizar riesgos de accidentes, fugas, incendios y derrames.”*

(El subrayado ha sido agregado).

**“Artículo 47°.-**

*Los responsables de proyectos, obras e instalaciones, Titulares de Actividades de Hidrocarburos deberán elaborar y ejecutar programas regulares de inspección y mantenimiento de las maquinarias, equipos e instalaciones, y registrar los resultados de la ejecución, en especial de los cambios que se produzcan en las características de los mismos. (...)*”

(El subrayado ha sido agregado).



<sup>8</sup> DONIS H. Juan. *Estudio del impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento del crudo producido por las empresas mixtas en la faja del Orinoco*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero de Petróleo. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2012, p. 55.

<sup>9</sup> SOCIEDAD ESPAÑOLA PARA EL ESTUDIO DE LA ANSIEDAD Y EL ESTRÉS. *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo: Control de la contaminación ambiental*. Tercera edición. Volumen III, Parte XII: Petróleo y Gas Natural, Capítulo 75. España, 2001, p. 75.6.

<sup>10</sup> DONIS H. Juan. *Estudio del impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento del crudo producido por las empresas mixtas en la faja del Orinoco*. Tesis para obtener el grado de Ingeniero de Petróleo. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2012, p. 55.



33. De esta manera, los titulares de hidrocarburos tienen la obligación de tomar acciones preventivas sobre programas de mantenimiento (preventivos y correctivos) en sus instalaciones con el objetivo de evitar o minimizar cualquier riesgo de derrame, sin que ello exima de responsabilidad al titular por los impactos causados.

#### IV.1.3. Medios probatorios actuados

34. Para el análisis de la presente imputación se han actuado y valorado los siguientes medios probatorios:

N°	Medio probatorio	Descripción
1	Acta de Supervisión (apertura – cierre) que corresponde a la Supervisión Especial realizada el 27 al 28 de junio del 2012	Documento suscrito por el personal de Pluspetrol Norte y la Dirección de Supervisión que contiene la relación de las observaciones y recomendaciones formuladas durante la Supervisión.
2	Punto 4.2.2 - Análisis y evaluación de la Información alcanzada por Pluspetrol del Informe de Supervisión	Ítem del Informe de Supervisión en el que la Dirección de Supervisión verifica que la falta de mantenimiento de las tuberías.
3	Fotografía 2 del Informe Técnico Acusatorio	Se observa la fisura del ducto producto de una sobrepresión.
4	Programa de Mantenimiento Preventivo de Oleoductos Lote 8 y Lote 1AB año 2012	Documento elaborado por Pluspetrol Norte y remitido al OSINERGMIN, en el que establece las inspecciones internas de los oleoductos programadas para el año 2012.
5	Informe Técnico ICP/INF-062/2013 referido a la Inspección del estado de corrosión de una sección de tubería de acero retirada del oleoducto Corrientes – Saramuro, Línea A	Documento elaborado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) el 04 de marzo del 2013, en el que señala que la tubería donde se produjo la fisura presentaba corrosión severa.

#### IV.1.4. Análisis del hecho detectado

35. El 25 de junio del 2012, mientras bombeaba crudo desde la Batería 1 a la Estación Saramuro, se detectó parámetros anormales de alta y baja presión. Ante esta situación, Pluspetrol Norte decidió suspender el bombeo y activó el Plan de Contingencias<sup>11</sup>.
36. El 26 de junio del 2012, Pluspetrol Norte realizó un recorrido al ducto donde detectó que en la Progresiva 3+814 de la Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro ocurrió un derrame de crudo, el mismo que afectó un área aproximada de 1856 m<sup>2</sup>.<sup>12</sup>
37. Durante la Supervisión Especial 2012 y las posteriores supervisiones de seguimiento, la Dirección de Supervisión constató que la falta de mantenimiento e inspección a las instalaciones del sistema de control de alta presión, a la válvula de seguridad de la Motobomba N° 03 y a los equipos de la Estación 1 de Samuro, ocasionaron una sobrepresión en la válvula MOV-82 y la fisura en el ducto<sup>13</sup>:

**"4.2.2 Análisis y evaluación de la Información alcanzada por PLUSPETROL**

**A. Carta PPN-OPE-13-0021 y hoja de registro N° 2013-E01-007192**

(...)

**a.5 PLUSPETROL en el Anexo 4 presenta el programa de mantenimiento de oleoductos del Lote 8, correspondiente al Año 2012**

<sup>11</sup> Información consignada en el Informe Preliminar de Siniestros.

<sup>12</sup> Información consignada en el Informe Final de Siniestros.

<sup>13</sup> Folio del 5 a 7 del Expediente.





Respecto a este punto precisamos que, el programa de mantenimiento de oleoductos fue presentado ante el OSINERGMIN en noviembre de 2011 y después de siete (7) meses, en cada uno de los ITEM muestra 0% de avance, inclusive en el punto 1: "Mantenimiento de Sistemas de Protección por Sobrepresión" con el propósito de "Mantener calibrados los sistemas de control de presión, para evitar roturas por sobrepresión"; es evidente que Pluspetrol no cumplió con lo señalado en este ITEM, puesto que una de las fallas señaladas en Carta PPN-EHS-12-084, Requerimiento 4 indicó que: "(...) la válvula de seguridad de la Motobomba no operó al momento del evento debido a una falla en el dispositivo interno".

#### **a.6 Inspecciones Internas mediante Equipos Instrumentados: (...)**

Respecto a este punto precisamos que, en el Informe Preliminar de Inspección de Geometría, Inspección de pérdida de metal de la línea "A" del Oleoducto a Saramuro, realizado por la empresa ROSEN en diciembre de 2010, se señaló que encontraron 39 anomalías con una cumbre de profundidad pronosticada  $\geq 80\%$  o con una reducción máxima del diámetro interno  $\geq 5\%$ . Sin embargo, en esta lista de anomalías no se encuentra el punto 3+814 que es el lugar donde se rompió el oleoducto por sobrepresión. Ello significa que este punto (3+814) presentaba una profundidad de desgaste mucho mayor a las 39 anomalías detectadas

#### **B. Carta PPN-EHS-12-084 y hoja de registro N° 2012-E01-25566**

b.1 Respecto a los parámetros de operación de la Motobomba el día que ocurrió el derrame (25.06.2012), PLUSPETROL indica que:

1.1 La Presión de bombeo (P. de operación) fue de 640 PSI, y el rate de Bombeo de 900 barriles por hora.

1.2 La válvula de seguridad de la Motobomba N° 03 estaba calibrada a 750 psi, la indicada válvula no operó en el momento del evento debido a una falla en un dispositivo interno.

Respecto a este punto precisamos que, es evidente que Pluspetrol no realizó la inspección y mantenimiento oportuno al conjunto del sistema de control de alta presión, como a la válvula de seguridad de la motobomba N° 03. Por tal motivo, no se activó y provocó la sobrepresión del oleoducto línea "A" hasta que colapsó (rompió) en el Km 3+814 punto del derrame.

#### **C. Cartas PPN-OPE-13-0085 y PPN-MA-13-119**

En el Informe de Falla del tramo del oleoducto realizado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), concluyó que la causa de la rotura del ducto se debió por efectos de corrosión lo cual provocó la pérdida de espesor de material entre 60 y 74%.

#### **D. De la información proporcionada por PETROPERÚ**

Mediante Carta ADOL -448-2012 del 28 de agosto de 2012 (...) Petroperú presentó lo siguiente:

- Anexo I: Adjuntó informe relacionado con el cierre de la válvula MOV-82 (...) indicó que la referida válvula se cerró sin que se haya activado mando alguno en el actuador y que no se podía manipularla ni eléctricamente ni manualmente. Ello demostró que el mantenimiento realizado a la válvula MOV-82 no fue el adecuado
- Anexo II: este anexo presentó las curvas de variación de la presión registrado en el sistema SCADA correspondiente a los días 22, 23, 24, 25, 26 y 27 de junio de 2012. La referida curva, confirma que luego de ocurrido el cierre de la válvula MOV-82, la presión se incrementó intempestivamente a las 17:32 horas (...) y recién a las 19:05 horas la presión cae a cero; lo cual demuestra que la Motobomba continuo bombeando cerca de 1.0 hora con la válvulas CERRADA.
- Anexo III: adjuntó el Programa de Inspección y mantenimiento elaborado por el área de Instrumentación del año 2012, correspondiente a todas las Estaciones de Bombeo del Oleoducto Nor Peruano. Se observó que el mantenimiento de los equipos de la Estación 01 de Saramuro, lo viene ejecutando en un 65.05%.

(El subrayado ha sido agregado).



- 38. La mencionada conducta se sustentó en la vista fotográfica N° 2 del Informe Técnico Acusatorio<sup>14</sup>, donde se evidencia la fisura del ducto en el punto de la Progresiva 3+ 814, la cual se habría ocasionado por la alta presión en la Motobomba N° 3:

**Fotografía N° 2 del Informe Técnico Acusatorio**



Foto N° 2: Muestra la ROTURA en el ducto, ocasionado por una sobrepresión, debido a que la Motobomba N° 03 de Trompeteros no Contaba con un sistema de protección por ALTA presión.



En sus descargos, Pluspetrol Norte indicó que se cumplió con elaborar y ejecutar el programa de mantenimiento que se presenta al OSINERGMIN a finales de cada año. Para ello, adjunta el programa de mantenimiento del oleoducto del Lote 8 que se ejecutó en el año 2011 y 2012; así como, el reporte de su cumplimiento del año 2013<sup>15</sup>.

- 40. Asimismo, indica que en el punto de falla no se detectó corrosión externa ni las anomalías geométricas más críticas, por lo que dicho punto no fue reportado en el "Informe Preliminar de Inspección de Geometría, Inspección de pérdida de metal de la línea "A" del oleoducto del Saramuro". Asimismo, las inspecciones realizadas no indicaron el punto de falla como una anomalía crítica.
- 41. Por otro lado, Pluspetrol Norte agrega que las tuberías se diseñan para soportar una determinada presión, pero a medida que pasa el tiempo se van corroyendo y el límite de presión baja. A este efecto se le denomina MAPO. En consecuencia, si se excede este valor, falla el punto más débil que existe en la línea.
- 42. En este sentido, concluye que la presión originada por el cierre de la válvula en la Estación 1 superó la presión del diseño del ducto, por lo que el derrame no se debió a la falta de mantenimiento, sino por la falla en las operaciones de Petroperú en la Estación 1.
- 43. Para evaluar si Pluspetrol Norte cumplió con realizar los mantenimientos (preventivos y correctivos según el marco teórico) corresponde analizar cada uno de los medios probatorios obrantes en el expediente:

a) Desgaste y anomalías detectadas en la tubería

<sup>14</sup> Folio 32 del Expediente.

<sup>15</sup> Folios del 285 (reverso) al 291 del Expediente.



44. En el Informe de supervisión se indica que el punto del derrame (3+814) presentaba una profundidad de desgaste mucho mayor a las 39 anomalías detectadas:

**a.6 Inspecciones Internas mediante Equipos Instrumentados: (...)**

Respecto a este punto precisamos que, en el Informe Preliminar de Inspección de Geometría, Inspección de pérdida de metal de la línea "A" del Oleoducto a Saramuro, realizado por la empresa ROSEN en diciembre de 2010, se señaló que encontraron 39 anomalías con una cumbre de profundidad pronosticada  $\geq 80\%$  o con una reducción máxima del diámetro interno  $\geq 5\%$ . Sin embargo, en esta lista de anomalías no se encuentra el punto 3+814 que es el lugar donde se rompió el oleoducto por sobrepresión. Ello significa que este punto (3+814) presentaba una profundidad de desgaste mucho mayor a las 39 anomalías detectadas.

(El subrayado ha sido agregado).

45. De la revisión del Informe de Verificación de Resultados de Inspección en Línea – Pérdida de metal, realizado por la empresa ROSEN el 30 de setiembre del 2005<sup>16</sup>, se aprecia la descripción de manera teórica del procedimiento de localización de anomalías en el campo, comparación de resultados de campo y la Inspección en línea (ILI). Estos procedimientos sirven para obtener información referida a datos de medición y comparación de dimensionamiento de anomalías, así como la clasificación de los hallazgos en campo.
46. En consecuencia, este Informe no acredita la ejecución de inspección interna a lo largo de la Línea "A" a Saramuro 108.00 km, en tanto que este es un documento que describe procedimientos y no ejecuciones, conforme a lo anteriormente expuesto.
47. Por otro lado, de la revisión del Informe de Inspección Geométrica, Inspección de Pérdidas de Metal & Mapeo XYZ de Alta Resolución (Proyecto Rosen Número 1-5100-10992) al Oleoducto de 10" de diámetro – Línea "A" a Saramuro 108.00 km, realizado por la empresa ROSEN del 26 de enero del 2011<sup>17</sup>, se evidencia que la inspección fue efectuada en 39 puntos del Oleoducto (de la progresiva 1+115.04 hasta 102+422.18), donde se detectaron: (i) Anomalías relevantes de diámetro interno y pérdida de metal, e (ii) Información Detallada de Anomalías<sup>18</sup>.
48. Dentro de las anomalías relevantes de diámetro interno y de pérdida de metal, se menciona que las anomalías más profundas han sido calculadas con una pérdida de espesor de 85%, detectadas en 22 puntos del total de 39 puntos inspeccionados. Asimismo, se evidencia que 32 puntos superan el 80% de pérdida de espesor de la tubería, mientras que 7 puntos presentan abolladuras mayores al 5%.
49. Asimismo, se aprecia que, en el punto más cercano al lugar de la falla (Progresiva 2+964.98 del Oleoducto de 10" de diámetro – Línea "A" a Saramuro 108.00 km) se encontró una anomalía de pérdida de espesor (MELO del documento), y corrosión (CORR del documento) de un 84% (dicho punto es uno de los 32 puntos detectados que superan el 80% de pérdida de espesor), conforme se observa en los siguientes resultados:



<sup>16</sup> Folios del 183 al 196 del Expediente.

<sup>17</sup> Folios del 157 al 182 del Expediente.

<sup>18</sup> Cabe indicar que mencionado informe tiene el objetivo de proporcionar a Pluspetrol Norte la información más importante y urgente respecto a la condición general de la línea, por tal motivo, se señala en el mismo que el número total de anomalías de pérdida de metal no ha sido aún cuantificado, puesto que el análisis está en progreso.



PERÚ

Ministerio del Ambiente

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental

Resolución Directoral N° 677-2016-OEFA/DFSAI

Expediente N° 900-2013-OEFA/DFSAI/PAS

Cliente: PLUSPETROL NORTE  
Informe Preliminar  
Anomalías Relevantes (ANSI/ASME B31G)

Fecha: Enero 26, 2011

Proyecto FICDEN No. 1-5100-10992

Tipo de Inspección: CDG / XYZ

Inspección Tecnológica  
www.PetrolInspeccion.net

ROSEN

dist. de méd.	km a servicio	km a junta	long. de esp. mm	dist. del esp.	este	norte	altura m	pes. kg	evento hora	diám. est.	long. mm	ancho mm	prof. mm	Res. mm	prof. mm	ESP mm	cond. paralelo	comentario	Clase de agrup.	agrup. de méd.
1114.24	2.69	370	10.00	6.35	1117.75	49300.907	937234.186	134.818	05:40	MELO-COAR	Q26E	314	85	85	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
1115.00	6.71	370	10.00	6.35	1120.45	49300.907	937234.186	134.818	05:40	MELO-COAR	Q26E	306	91	81	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
2964.98	2.69	2570	6.35	6.35	2967.68	49300.907	937234.186	134.818	05:41	MELO-COAR	Q26E	314	85	85	45	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4692.46	2.69	2690	12.00	6.35	4695.15	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	306	91	81	25	NO	Red. Max 1.4%	-2-		
4700.00	6.71	2690	12.00	6.35	4702.69	49300.907	937234.186	134.818	10:49	MELO-COAR	Q26E	271	77	77	25	NO	Red. Max 3.7%	-2-		
4707.54	1.46	4050	12.00	6.35	4710.23	49300.907	937234.186	134.818	11:21	MELO-COAR	Q26E	143	85	85	25	NO	Red. Max 5.0%	-2-		
4715.08	6.71	3820	12.00	6.35	4717.77	49300.907	937234.186	134.818	10:58	MELO-COAR	Q26E	78	110	110	25	NO	Red. Max 14.7% (zona de soldadura)	-2-		
4722.62	6.71	3820	12.00	6.35	4725.31	49300.907	937234.186	134.818	11:37	MELO-COAR	Q26E	85	85	85	25	NO	Red. Max 8%	-2-		
4730.16	1.46	4050	12.00	6.35	4732.85	49300.907	937234.186	134.818	11:37	MELO-COAR	Q26E	111	85	85	25	NO	Red. Max 5.8%	-2-		
4737.70	6.71	3820	12.00	6.35	4740.39	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	105	78	78	25	NO	Red. Max 5.7%	-2-		
4745.24	6.71	3820	12.00	6.35	4747.93	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4752.78	6.71	3820	12.00	6.35	4755.47	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4760.32	6.71	3820	12.00	6.35	4762.91	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4767.86	6.71	3820	12.00	6.35	4770.45	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4775.40	6.71	3820	12.00	6.35	4777.99	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4782.94	6.71	3820	12.00	6.35	4785.53	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4790.48	6.71	3820	12.00	6.35	4793.07	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4798.02	6.71	3820	12.00	6.35	4795.66	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4805.56	6.71	3820	12.00	6.35	4808.15	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4813.10	6.71	3820	12.00	6.35	4815.69	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4820.64	6.71	3820	12.00	6.35	4823.28	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4828.18	6.71	3820	12.00	6.35	4830.87	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4835.72	6.71	3820	12.00	6.35	4838.46	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4843.26	6.71	3820	12.00	6.35	4846.05	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4850.80	6.71	3820	12.00	6.35	4853.64	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4858.34	6.71	3820	12.00	6.35	4861.23	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4865.88	6.71	3820	12.00	6.35	4868.82	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4873.42	6.71	3820	12.00	6.35	4876.41	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4880.96	6.71	3820	12.00	6.35	4883.95	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4888.50	6.71	3820	12.00	6.35	4891.54	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4896.04	6.71	3820	12.00	6.35	4899.13	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4903.58	6.71	3820	12.00	6.35	4906.72	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4911.12	6.71	3820	12.00	6.35	4914.31	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4918.66	6.71	3820	12.00	6.35	4921.90	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4926.20	6.71	3820	12.00	6.35	4929.49	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4933.74	6.71	3820	12.00	6.35	4937.08	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4941.28	6.71	3820	12.00	6.35	4944.67	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4948.82	6.71	3820	12.00	6.35	4952.26	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4956.36	6.71	3820	12.00	6.35	4959.85	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4963.90	6.71	3820	12.00	6.35	4967.44	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4971.44	6.71	3820	12.00	6.35	4975.03	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4978.98	6.71	3820	12.00	6.35	4982.62	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4986.52	6.71	3820	12.00	6.35	4990.21	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
4994.06	6.71	3820	12.00	6.35	4997.80	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5001.60	6.71	3820	12.00	6.35	5005.39	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5009.14	6.71	3820	12.00	6.35	5012.98	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5016.68	6.71	3820	12.00	6.35	5020.57	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5024.22	6.71	3820	12.00	6.35	5028.16	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5031.76	6.71	3820	12.00	6.35	5035.75	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5039.30	6.71	3820	12.00	6.35	5043.34	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5046.84	6.71	3820	12.00	6.35	5050.93	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5054.38	6.71	3820	12.00	6.35	5058.52	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5061.92	6.71	3820	12.00	6.35	5066.11	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5069.46	6.71	3820	12.00	6.35	5073.70	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5077.00	6.71	3820	12.00	6.35	5081.29	49300.907	937234.186	134.818	11:59	MELO-COAR	Q26E	131	18	18	25	NO	indicaciones adicionales	-2-		
5084.54	6.71	3820	12.00	6.35	5088.88	49300.907</														





aprecia que sólo estuvo relacionado a detectar anomalías que superan el 80% de pérdida de espesor, así como abolladuras mayores al 5 % a lo largo de la Línea "A".

52. De lo expuesto anteriormente, se evidencia que el administrado no ha cumplido con ejecutar los programas de mantenimiento preventivo ni correctivo al Oleoducto Bateria 1 Corrientes – Saramuro (2 de 10"x108km: Crudo pesado y liviano) para el año 2011, en tanto que la referida empresa presentó el Informe de Inspección Geométrica, Inspección de Pérdidas de Metal al Oleoducto de 10" de diámetro – Línea "A" a Saramuro 108.00 km, del 26 de enero de 2011, el cual como ya se ha mencionado, fue elaborado de manera incompleta, en tanto que en el mismo se señala que el número total de anomalías de pérdida de metal no ha sido aún cuantificado, puesto que el análisis esta en progreso.
53. Por lo tanto, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte S.A. no efectuó la inspección interna en el punto donde ocurrió la falla (progresiva km 3+814), de acuerdo a lo previsto en su Programa de Cumplimiento de Mantenimiento Preventivo de oleoductos del Lote 8 del año 2011, conforme a lo indicado anteriormente.
- b) Falla en la válvula de seguridad de la motobomba N° 03
54. En el Informe de supervisión se indica que la motobomba no operó al momento del evento debido a una falla en el dispositivo interno:

**Informe de supervisión:**

**"4.2.2 Análisis y evaluación de la Información alcanzada por PLUSPETROL**

**A. Carta PPN-OPE-13-0021 y hoja de registro N° 2013-E01-007192**

(...)

**a.5 PLUSPETROL en el Anexo 4 presenta el programa de mantenimiento de oleoductos del Lote 8, correspondiente al Año 2012**

Respecto a este punto precisamos que, el programa de mantenimiento de oleoductos fue presentado ante el OSINERGMIN en noviembre de 2011 y después de siete (7) meses, en cada uno de los ITEM muestra 0% de avance, inclusive en el punto 1: "Mantenimiento de Sistemas de Protección por Sobrepresión" con el propósito de "Mantener calibrados los sistemas de control de presión, para evitar roturas por sobrepresión"; es evidente que Pluspetrol no cumplió con lo señalado en este ITEM, puesto que una de las fallas señaladas en Carta PPN-EHS-12-084, Requerimiento 4 indicó que: "(...) la válvula de seguridad de la Motobomba no operó al momento del evento debido a una falla en el dispositivo interno".

55. Al respecto, mediante la Carta N° PPN-OPE-11-068 del 30 de noviembre del 2011, Pluspetrol Norte remitió al OSINERGMIN el Programa de Mantenimiento de Oleoductos 2012 de los Lotes 8 y 1AB<sup>21</sup>.
56. Pluspetrol Norte adjunta el cumplimiento de Programa de Mantenimiento Preventivo de Oleoductos del Lote 8, del año 2011, entre otros, al **Oleoducto Bateria 1 Corrientes – Saramuro (2 de 10"x108km: Crudo pesado y liviano)**, que comprenden lo siguiente: i) Mantenimiento de Sistemas de Protección por Sobrepresión, con una frecuencia anual (consistentes en mantener calibrados los sistemas de control de presión, para evitar roturas por sobrepresión); y ii) Mantenimiento Interno de los Oleoductos, con una frecuencia anual (consistente en mantener la superficie interna en buena condición, mediante la limpieza de sólidos/agua con los chanchos limpiadores y/o tratamiento químico):





ANEXO "A"

**PLUSPETROL NORTE S.A.**  
**CUMPLIMIENTO PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE OLEODUCTOS**  
**LOTE 8 AÑO 2011**

**INSPECCIONES INTERNAS MEDIANTE EQUIPOS INSTRUMENTADOS**

Durante Noviembre 2010 a Junio del 2011 se realizaron las inspecciones internas mediante equipos instrumentados a los 6 oleoductos del Lote 8, 514 km inspeccionados, utilizando los siguientes equipos instrumentados:

- Inspección con Placa calibradora
- Inspección Geométrica
- Inspección de Corrosión y Posicionamiento Inercial

Además, se inspeccionó el ducto de Batería 8 Chumbira a Batería 1 Corrientes.

A la fecha, se cuentan con los Informes Finales de Inspección los cuales han sido analizados para definir los planes de reparaciones como parte del programa de mantenimiento preventivo a ser ejecutado en los próximos años.

**OLEODUCTOS BATERÍA 1 CORRIENTES - SARAMURO ( 2 de 10"x 108 Km.: Crudo Pesado y Liviano)**

DESCRIPCION	PROPOSITO	FRECUENCIA	2011
1.0 Mantenimiento de Sistemas de Protección por Sobrepresión	Mantener calibrados los sistemas de control de presión, para evitar roturas por sobrepresión	Anual	PROGRAMADO EJECUTADO
2.0 Mantenimiento de 6 Válvulas Extremas y 9 Intermedias (en cada oleoducto)	Mantener en buena condición con engrase, permite aislar tramos en caso de roturas.	Bienal	PROGRAMADO EJECUTADO
3.0 Mantenimiento Interno de los Oleoductos	Mantener la superficie interna en buena condición mediante la limpieza de sólidos/agua con los chanchos limpiadores y/o Tratamiento Químico.	Anual	PROGRAMADO EJECUTADO
4.0 Mantenimiento Externo de los Oleoductos	Mantener la superficie externa en buena condición mediante: la limpieza-derecho de vía, Inspección (Corrosión por suelo-agua, abolladuras, espesor) para reemplazo de tramos críticos y levantamiento en soportes H's, Protección Catódica en cruces de carretera.	Bienal	PROGRAMADO EJECUTADO



57. Al respecto, se aprecia que, tanto el mantenimiento externo del oleoducto (consistente en mantener la superficie externa en buena condición, mediante la limpieza del derecho de vía, inspección – corrosión por suelo/agua, abolladuras, espesor – para el reemplazo de tramos críticos y levantamiento en soportes H's, protección catódica en cruces de carretera), así como el mantenimiento de 6 válvulas extremas y 9 intermedias (mantener en buena condición con engrase, lo cual permite aislar tramos en caso de roturas), **no fueron programados ni ejecutados** en frecuencia bienal durante el año 2011 (de acuerdo a lo indicado por el administrado).
58. En tal sentido, se concluye que durante el año 2011, Pluspetrol Norte no realizó el mantenimiento las válvulas extremas y 9 intermedias (mantener en buena condición con engrase, lo cual permite aislar tramos en caso de roturas).
59. Respecto al **Cumplimiento del Programa de Mantenimiento de Oleoducto del Lote 8, correspondiente al año 2012**, se evidencia que Pluspetrol Norte adjunta el cronograma de ejecución de cumplimiento de programa de mantenimiento preventivo de oleoductos del Lote 8 del año 2012, entre otros, al Oleoducto Batería 1 Corrientes – Saramuro Línea "A" (10"x108km), que comprenden lo siguiente:
- i) Mantenimiento de sistemas de protección por sobrepresión, con una frecuencia anual (consistente en mantener calibrados los sistemas de control de presión, para evitar roturas por sobrepresión);
  - ii) mantenimiento de válvulas intermedias, con una frecuencia bienal (consistentes en mantener en buena condición con engrase, que permite aislar tramos en caso de roturas);
  - iii) mantenimiento interno de los oleoductos, con una frecuencia anual (consistente en mantener la superficie interna en buena condición, mediante la limpieza de sólidos/agua con los chanchos limpiadores y/o tratamiento químico);
  - iv) mantenimiento externo del oleoducto, con una frecuencia bienal (consistentes en mantener la superficie externa en buena condición, mediante la limpieza del derecho de





- vía, inspección – corrosión por suelo/agua, abolladuras, espesor – para el reemplazo de tramos críticos y levantamiento en soportes, protección catódica en cruces de carretera);  
y,  
v) otros (consistente en analizar la factibilidad de realizar el abandono permanente):

INSPECCIONES INTERNAS MEDIANTE EQUIPOS INSTRUMENTADOS				
Durante Noviembre 2010 a Junio del 2011 se realizaron las inspecciones internas mediante equipos instrumentados a los 6 oleoductos del Lote 8, 314 km inspeccionados, utilizando los siguientes equipos instrumentados: Inspección con Placa calibradora Inspección Geométrica Inspección de Corrosión y Posicionamiento Inercial A la fecha, se cuentan con los Informes Finales de Inspección los cuales han sido analizados para definir los planes de reparaciones como parte del programa de mantenimiento preventivo a ser ejecutado en los próximos años.				
OLEODUCTO BATERÍA 1 CORRIENTES - SARAMURO LÍNEA "A" (10"x 108 Km)				
DESCRIPCION	PROPOSITO	FRECUENCIA		2012
1.0 Mantenimiento de Sistemas de Protección por Sobrepresión	Mantener calibrados los sistemas de control de presión, para evitar roturas por sobrepresión	Anual	PROGRAMADO	████████
			EJECUTADO	████████
2.0 Mantenimiento de Válvulas Intermedias	Mantener en buena condición con engrase, permite aislar tramos en caso de roturas.	Bienal	PROGRAMADO	████████
			EJECUTADO	████████
3.0 Mantenimiento Interno de los Oleoductos	Mantener la superficie interna en buena condición Mediante la limpieza de sólidos/agua con los chanchos limpiadores y/o Tratamiento Químico.	Anual	PROGRAMADO	████████
			EJECUTADO	████████
4.0 Mantenimiento Externo del Oleoducto	Mantener la superficie externa en buena condición Mediante: la limpieza-derribo de vía, inspección (Corrosión por suelo-agua, abolladuras, espesor) para reemplazo de tramos críticos y levantamiento en soportes H's, Protección Catódica en cruces de carretera.	Bienal	PROGRAMADO	████████
			EJECUTADO	████████
5.0 Otros	Se analizará la factibilidad de realizar el abandono permanente.		PROGRAMADO	████████
			EJECUTADO	████████

60. Al respecto se observa que el administrado ha programado y ejecutado el mantenimiento preventivo durante el año 2012, entre otros, a los sistemas de protección por sobrepresión y a las válvulas intermedias, según el cronograma de cumplimiento mencionado; sin embargo, cabe señalar que el administrado no ha presentado los resultados que acreditarían la ejecución del mantenimiento referido.
61. En tal sentido, independientemente de la presunta falla de las operaciones Petroperú en la Estación 1, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte no realizó los mantenimientos preventivos ni correctivos a las zonas donde se ubican las válvulas del oleoducto, entre las cuales está incluida válvula de seguridad de la Motobomba N° 3.
62. Por lo tanto, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte S.A. no ejecutó los mantenimientos correctivos de manera integral en los años de 2011 y 2012, en tanto que no ha adjuntado algún medio probatorio de los resultados que evidencien de manera cuantitativa la ejecución de las acciones preventivas, tales como: Mantenimiento de Sistemas de Protección por Sobrepresión (frecuencia anual); Mantenimiento de Válvulas Intermedias (frecuencia bienal); Mantenimiento Interno de los oleoductos (frecuencia anual); y Mantenimiento Externo del oleoducto (frecuencia bienal), con fecha anterior de la ocurrencia del derrame (antes del 25 de junio de 2012).
- c) Corrosión detectada en el oleoducto
63. En el Informe de supervisión se indica que la causa de la rotura del ducto se debió por efectos de corrosión:

Informe de supervisión:

C. Cartas PPN-OPE-13-0085 y PPN-MA-13-119





*En el Informe de Falla del tramo del oleoducto realizado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), concluyó que la causa de la rotura del ducto se debió por efectos de corrosión lo cual provocó la pérdida de espesor de material entre 60 y 74%.*

64. Al respecto, de la revisión del Informe Técnico ICP/INF-062/2013 referido a la inspección del estado de corrosión de una sección de tubería de acero retirada del oleoducto Corrientes – Saramuro, Línea A, realizado por el Instituto de Corrosión y Protección de la Pontificia Universidad Católica del Perú<sup>22</sup> el 04 de marzo de 2013, se aprecia que el oleoducto fue construido en el año de 1976 (es decir hace 39 años aproximadamente), y fue protegido con un recubrimiento de pintura e instalado sobre el suelo.
65. Asimismo, se indica que se realizó un trabajo a la muestra de 210 mm de longitud, correspondiente a la sección de la tubería donde se produjo la falla (progresiva 3 + 814, posición horaria 05:00 horas), que consistió en lo siguiente: (i) Inspección Visual y análisis macrográfico de los daños por corrosión en una sección de la tubería de acero, (ii) análisis metalográfico y micrográfico de las secciones de la tubería de acero en las zonas dañadas de la superficie externa e interna, (iii) medición de dureza en la unión soldada, (iv) medición de espesor de material en zonas con y sin daños por corrosión, (v) análisis químico de la tubería de acero, y (vi) ensayo de resistencia a la tracción de la tubería de acero.
66. El Laboratorio de la Pontificia Universidad Católica del Perú concluye<sup>23</sup> que, la hipótesis más probable, es que los daños por corrosión localizada (cavidades y/o socavaciones) producidos en la superficie externa de la sección de la tubería de acero del Oleoducto Corrientes – Saramuro, Línea A, fueron ocasionados debido a la formación de celdas o pilas de corrosión locales en las zonas de resquicios debajo de la abrazadera metálica, donde se ha producido una pérdida considerable del material.
67. Además, concluye lo siguiente: (i) la zona más afectada por la corrosión se encontraba entre el 60 y 74% respecto al espesor nominal de la tubería, al producirse la sobrepresión en el oleoducto, lo cual ocasionó la ruptura del material; (ii) de acuerdo a los ensayos mecánicos (dureza y tracción), no hubo degradación de las propiedades mecánicas, considerando los años de operación del oleoducto; (iii) el análisis metalográfico indica que la microestructura de la muestra presenta características propias del material y no evidencia particularidades que puedan influir en un proceso de corrosión; y (iv) de los resultados de ensayos para determinar la composición química y el ensayo mecánico de resistencia de tracción de la tubería de acero, el material cumple con las especificaciones técnicas del material (APL 5L PSL1-Grado B)<sup>24</sup>.
68. En virtud anterior, de la hipótesis que obra en el Informe del Laboratorio de la Pontificia Universidad Católica del Perú, se concluye que los daños por corrosión fueron ocasionados por la formación de celdas de corrosión locales en las zonas de resquicios (grietas o hendiduras), donde se produjo una pérdida considerable del material de la tubería de acero del Oleoducto Corrientes – Saramuro, Línea A.



<sup>22</sup> Folios del 244 al 262 del Expediente.

<sup>23</sup> Folio 248 del Expediente (reverso).

<sup>24</sup> Folio 248 del Expediente (reverso).



69. En tal sentido, se concluye que a la fecha de la visita de supervisión existía un alto grado de corrosión en la tubería, lo cual acredita que no se ejecutaron los mantenimientos preventivos y correctivos al oleoducto,

d) Conclusiones

70. Por lo tanto, del análisis de todo lo actuado se desprende que Pluspetrol Norte incumplió con lo establecido en el literal g) del Artículo 43° y el Artículo 47° del RPAAH al no haber realizado las inspecciones ni ejecutar el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames; por lo que corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte en el presente extremo.

**IV.2. Hecho imputado N° 2: Pluspetrol Norte no realizó acciones para prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro**

**IV.2.1. Marco normativo**

71. La Ley N° 28611, Ley General del Ambiente<sup>25</sup> (en lo sucesivo, Ley General del Ambiente) contiene los principios generales y normas básicas para asegurar el efectivo ejercicio del derecho a un ambiente saludable, equilibrado y adecuado. Asimismo, en el Numeral 113.2 de su Artículo 113° se indica que son objetivos de la gestión ambiental en materia de calidad ambiental, entre otros, el preservar, conservar, mejorar y restaurar, según corresponda, la calidad del aire, el agua y los suelos y demás componentes del ambiente, identificando y controlando los factores de riesgo que la afecten.
72. Entre los principios generales más importantes que rigen la gestión ambiental en materia de calidad ambiental se encuentra el principio de prevención que, de acuerdo a Sebastiao Valdir Gomes, es uno de los principios fundamentales que orientan la tutela ambiental<sup>26</sup>. Asimismo, el principio de prevención es fundamental en la actuación ambiental, debido al alto potencial de irreparabilidad de los daños ambientales<sup>27</sup>.
73. El principio de prevención se encuentra regulado en el Artículo VI de la Ley General del Ambiente de la siguiente manera:

*"Artículo VI.- La gestión ambiental tiene como objetivos prioritarios prevenir, vigilar y evitar la degradación ambiental. Cuando no sea posible eliminar las causas que la generan, se adoptan las medidas de mitigación, recuperación, restauración o eventual compensación, que correspondan".*

(El subrayado ha sido agregado).

74. Asimismo, en el Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente se indica que:

*"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*

<sup>25</sup> Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 15 de octubre de 2005.

<sup>26</sup> GOMES, Sebastiao Valdir. *Direito Ambiental Brasileiro*. Porto Alegre: Sintese Editora, 1999, p. 45.

<sup>27</sup> ORTEGA ALVAREZ, Luis y Consuelo ALONSO GARCIA. *Tratado de Derecho Ambiental*. Valencia: Ed. Tirant Lo Blanch, 2013, p. 40.



*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”.*

(El subrayado ha sido agregado).

75. De lo señalado se puede afirmar que el principio de prevención tiene por objeto evitar los posibles impactos ambientales negativos generados por la actividad y, en su defecto, ejecutar medidas después de generado el impacto ambiental negativo, con la finalidad de restablecer o mitigar la situación ambiental alterada. En efecto, la procedencia del principio de prevención deviene en incuestionable cuando se trata de contrarrestar los impactos ambientales negativos que ha comenzado a originar la actividad, con el fin de paralizar el impacto ambiental<sup>28</sup>.
76. Tal es la importancia del principio de prevención que el Tribunal Constitucional ha desarrollado la responsabilidad social como el principio de prevención a cargo de las empresas. Así, indica que la responsabilidad social involucra el respeto al derecho fundamental de un medio ambiente equilibrado y adecuado para el desarrollo de la vida<sup>29</sup>, el cual no solo supone tareas de conservación ambiental sino también de prevención de daños<sup>30</sup>.
77. En ese orden de ideas, el Tribunal Constitucional señala que:

*“La protección del medio ambiente puede hacerse efectiva desde la previsión de medidas reactivas que hagan frente a los impactos ambientales que ya se han producido (medidas de mitigación, restauración y de compensación), como también por medidas que hagan frente a riesgos conocidos antes de que se generen o continúen generándose (medidas de prevención y/o mitigación)”<sup>31</sup>.*

(El subrayado ha sido agregado).

78. Para el caso de las actividades de hidrocarburos, estos deberes se encuentran regulados en el RPAAH. Puntualmente, en el Título Preliminar de dicha norma se señala, entre otros objetivos, el establecimiento a todo nivel de una conciencia ambiental, orientada a preservar los ecosistemas, con miras a alcanzar un equilibrado aprovechamiento de los recursos naturales y demás elementos ambientales y por el ejercicio del derecho de propiedad en armonía con el ambiente<sup>32</sup>.

<sup>28</sup> CAFFERATTA, Néstor. “Los Principios del Derecho Ambiental”. En: Revista de Derecho Ambiental del Instituto de Derecho y Economía Ambiental, 2009.

Disponible en:

[http://www.idea.org.py/gfx/espanol/descargas/biblioteca/LOS\\_PRINCIPIOS\\_DEL\\_DERECHO\\_AMBIENTAL.pdf](http://www.idea.org.py/gfx/espanol/descargas/biblioteca/LOS_PRINCIPIOS_DEL_DERECHO_AMBIENTAL.pdf)

[Consulta realizada el 9 de mayo del 2016].

<sup>29</sup> Inciso 22) del Artículo 2° de la Constitución Política del Perú.

<sup>30</sup> Sentencia del Tribunal Constitucional del 19 de febrero de 2009, recaída en el Expediente N° 03343-2007-PA/TC, Fundamento Jurídico 22.

<sup>31</sup> Sentencia del Tribunal Constitucional del 9 de noviembre de 2007, recaída en el Expediente N° 03048-2007-PA/TC, Fundamentos Jurídicos 8 y 9.

<sup>32</sup> Todas las actividades de hidrocarburos deberán realizarse en estricta observancia de las disposiciones sobre el medio ambiente, de acuerdo con el Artículo 87° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos:

Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM

“Artículo 87°.- Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre el Medio Ambiente. En caso de incumplimiento de las citadas disposiciones el OSINERG impondrá las sanciones pertinentes, pudiendo el Ministerio de Energía y Minas llegar hasta la terminación del Contrato respectivo, previo informe del OSINERG”.



79. Además, de acuerdo con el RPAAH, la protección ambiental configura el conjunto de acciones de orden técnico, legal, económico y social que tiene por objeto proteger el ambiente de los efectos que pudiera provocar la realización de actividades de hidrocarburos en las zonas donde estas se realizan y sus áreas de influencia, evitando su degradación progresiva o violenta a niveles perjudiciales que afecten los ecosistemas, la salud y el bienestar humano<sup>33</sup>.
80. En esa línea, en el Artículo 3° del RPAAH se establece lo siguiente:

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

(El subrayado ha sido agregado).



81. Conforme con lo señalado, los titulares de las actividades de hidrocarburos son responsables por: (i) la 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)<sup>34</sup>.
82. Así, de la interpretación conjunta del Artículo 3° del RPAAH y del Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente, Pluspetrol Norte es responsable por los impactos ambientales que se produzcan como resultado de la no adopción de medidas de control y/o mitigación en el ejercicio de sus actividades de hidrocarburos, así como de los pasivos ambientales a los que dicha empresa podría haberse comprometido a remediar, de acuerdo a lo dispuesto en sus instrumentos de gestión ambiental aprobados.
83. Por tanto, teniendo en consideración los alcances del Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente y del Artículo 3° del RPAAH, se concluye que las empresas de hidrocarburos son responsables por los impactos ambientales negativos provocados por el desarrollo de sus actividades de hidrocarburos (sean estos por acción u omisión durante el desarrollo de sus actividades), al tratarse de impactos que pueden generar una degradación progresiva en el ambiente (suelo, aire, agua, flora, fauna, etc.).



#### IV.2.2. Medios probatorios actuados

<sup>33</sup> A mayor detalle, en el Artículo 58° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM se indica que el contratista deberá instruir a su Personal sobre la forma de minimizar las perturbaciones, actuales o potenciales, de la vida salvaje, tanto en tierra como en los cuerpos de agua.

<sup>34</sup> Los impactos pueden ser fugaces, temporales o permanentes, siendo mayormente de este último tipo cuando no se adoptan medidas de mitigación y de restauración. Cabe señalar que un efecto considerado permanente puede ser reversible cuando finaliza la acción causal (caso de vertidos de contaminantes) o irreversible (caso de afectar el valor escénico en zonas de importancia turística o urbanas a través de la alteración de geofomas o por la tala de un bosque). En otros casos los efectos pueden ser temporales.



- 84. Para el análisis de la presente imputación se han actuado y valorado los siguientes medios probatorios:

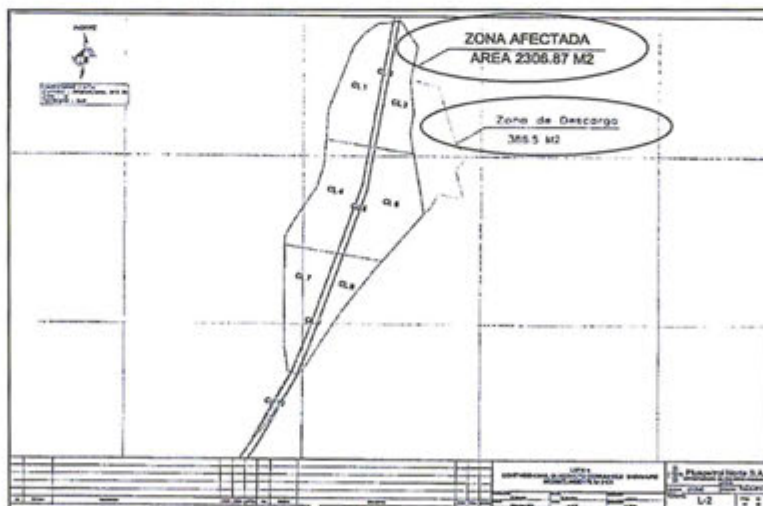
N°	Medio probatorio	Descripción
1	Acta de Supervisión (apertura – cierre) que corresponde a la Supervisión Especial realizada el 27 al 28 de junio del 2012.	Documento suscrito por el personal de Pluspetrol Norte y la Dirección de Supervisión que contiene la relación de las observaciones y recomendaciones formuladas durante la Supervisión.
2	Plano N° L-2	Mapa presentado por Pluspetrol Norte el 21 de setiembre de 2012, donde se consigna un área de 2,306.87 m <sup>2</sup>
3	Plano	Mapa adjunto al Informe Final de Siniestros del 9 de julio del 2012, que consigna un área de 1856 m <sup>2</sup>
4	Fotografía 29 del Informe de Supervisión	Se observa la zona perítrica del área afectada.

IV.2.3. Análisis del hecho imputado

- 85. De acuerdo al Informe Final de Siniestros, Pluspetrol Norte declaró que el área afectada por el crudo derramado al ambiente fue de 1856 m<sup>2</sup>. Para ello, la citada empresa, presentó un cronograma de remediación del área impactada.
- 86. No obstante, durante las visitas de supervisión adicionales de seguimiento del 22 de julio del 2012 y 21 de setiembre del 2012, la Dirección de Supervisión señaló que el área inicialmente impactada ya no conformaba 1856 m<sup>2</sup>, sino que por efectos de la migración del crudo se expandió a sus áreas aledañas<sup>35</sup>.
- 87. Asimismo, el 21 de setiembre del 2012, Pluspetrol Norte presentó a la Dirección de Supervisión el Plano N° L-2<sup>36</sup> donde se observa que el área afectada con hidrocarburo se había expandido. En dicho mapa se consignó una extensión de 2306.87 m<sup>2</sup>, conforme se observa:



Plano N° L-2



<sup>35</sup> Ver Informe de Supervisión N° 74-2013-OEFA/DS-HID.

<sup>36</sup> Folio 107 (reverso) del Expediente.





88. En la vista fotográfica N° 29<sup>37</sup> del Informe de Supervisión se observa la nueva área impactada con petróleo, producto de migraciones del derrame ocurrido el 25 de junio del 2012:

**Fotografía N° 29 del Informe de Supervisión**



Foto N° 29: Zona perimétrica del área afectada en donde aún quedan las barreras de contención instaladas



89. Pluspetrol Norte difiere con el área final mencionada y consignada en la imputación de cargos establecida en la Resolución Subdirectoral N° 207-2014-OEFA-DFSAI/SDI que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, por lo que se procede a analizar sus argumentos de descargo.

a) Sobre las diferentes áreas consignadas durante las visitas de supervisión

90. Pluspetrol Norte señaló en el Informe Final del Siniestro que la extensión del área afectada era de 1856 m<sup>2</sup>; sin embargo, el OEFA, en diferentes ocasiones, ha demostrado no tener certeza respecto de la extensión exacta del área afectada.

91. En efecto, Pluspetrol Norte agrega que en el informe de supervisión especial de seguimiento de marzo del 2013, el OEFA indicó que el área afectada era de 2306.87 m<sup>2</sup>; no obstante, en el referido Informe también señala que en la primera supervisión de seguimiento (julio del 2012) se detectó que el área afectada era de 2587.58 m<sup>2</sup>. Por su parte, en la Resolución Subdirectoral que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, el OEFA concluye que el área afectada es 2693.37 m<sup>2</sup>.



92. Al respecto, el Principio de Verdad Material<sup>38</sup> se basa en la búsqueda de la realidad y sus circunstancias, independientemente de cómo hayan sido alegadas o probadas por las partes, a fin de llegar al conocimiento más certeramente posible de los hechos que

<sup>37</sup> Cabe mencionar que se aprecian las barreras de contención instaladas por Pluspetrol Norte a efectos de controlar el derrame ocurrido; sin embargo, no se aprecia la presencia de chupones en el área afectada por el mismo. Folio 29 del Expediente.

<sup>38</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General  
"Artículo 230°.- Principios de la Potestad Sancionadora Administrativa  
(...)

1.11. Principio de verdad material.- En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas."



dieron origen al procedimiento<sup>39</sup>; es decir, ir más allá de la simple verdad formal, y superar de manera oficiosa las restricciones que las propias partes pudieran plantear.

93. En función a ello, el ejercicio de las funciones del OEFA implica adoptar todas las acciones necesarias para la obtención de medios idóneos, que sustenten los hechos verificados en campo con relación al cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables<sup>40</sup>.
94. En el presente caso, la Dirección de Supervisión, en búsqueda de la verdad material, realizó una visita de supervisión especial y cuatro visitas de supervisión regular adicionales al incidente ocurrido en la progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro del Lote 8.
95. A consecuencia del derrame de petróleo ocurrido el **25 de junio del 2012**, Pluspetrol Norte consignó, en su Informe Final de Siniestros del 9 de julio del 2012<sup>41</sup>, que el área impactada correspondía a **1856 m<sup>2</sup>**.
96. Posteriormente, de las visitas de supervisión adicionales del **9 de diciembre del 2012** y del **19 de marzo de 2013**, y de la revisión de los documentos alcanzados por Pluspetrol Norte, la Dirección de Supervisión identificó que el área impactada correspondía a **2306.87 m<sup>2</sup>** y no a 1856 m<sup>2</sup> como lo había señalado Pluspetrol Norte en su Informe Final de Emergencias. La diferencia que existe en ambas áreas se debió a la migración del hidrocarburo, desde el punto del derrame hacia sus áreas aledañas.
97. Cabe señalar que tanto el área inicial impactada (1856 m<sup>2</sup>) como la nueva área impactada (2,693.37 m<sup>2</sup>) se encuentran ubicadas en los planos elaborados por Pluspetrol Norte, que obran en el presente expediente; a diferencia del área de 2,587.58 m<sup>2</sup> mencionada en el Informe N° 74-2013-OEFA/DS-HID y del área de 2,693.37 m<sup>2</sup> recogida en la resolución de inicio, las cuales no cuentan con un sustento técnico que acrediten sus dimensiones.
98. En tal sentido, y en aplicación del principio de verdad material, son solo dos (2) momentos que se evidenciaron las dimensiones del área impactada con el derrame de hidrocarburos: (i) área inicial impactada en 1856 m<sup>2</sup>; y (ii) nueva área impactada en 2,306.87 m<sup>2</sup>. En función a dichas dimensiones se procede a analizar si Pluspetrol Norte cumplió con realizar acciones para prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental en el área inicial impactada en 1856 m<sup>2</sup>.
99. Sin perjuicio de lo expuesto, conviene señalar que la presente imputación efectuada contra Pluspetrol Norte a través de la Resolución Subdirectorial N° 207-2014-OEFA-DFSAI/SDI es por no prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes -



<sup>39</sup> ALETTI, Daniela & BONINA, Nicolás. "La verdad material: ¿mito o realidad?". En: Revista La Ley Año 2006, p.3

<sup>40</sup> Reglamento de Supervisión Directa del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 007-2013-OEFA/CD  
**"Artículo 2°.- Del ámbito de aplicación**  
(...)  
2.3) La función de supervisión es ejercida en el marco de las competencias del OEFA y en concordancia con las competencias de otras autoridades establecidas en sus leyes especiales.  
2.4) La Autoridad de Supervisión Directa realiza las acciones necesarias para la obtención de los medios probatorios idóneos que sustenten los hechos verificados en relación con el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables por el OEFA."

<sup>41</sup> Dicha área también se consignó en el Informe del incidente ambiental del Km 3+814 del oleoducto Corrientes-Saramuro, de fecha 27 de julio del 2012.



## Saramuro, y no sobre las dimensiones de la nueva área impactada por la migración del hidrocarburo

b) Cumplimiento de las acciones para prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes - Saramuro

100. Debido a la ocurrencia del derrame de petróleo, Pluspetrol Norte tenía la obligación de prevenir, controlar o mitigar de manera rápida los efectos nocivos de la emergencia, a fin de reducir al mínimo los impactos ambientales que se pudieran generar por este evento.
101. Lo indicado se sustenta en lo contemplado en el Plan de Contingencia, cuyo texto pertinente se cita:

### "2. INTRODUCCIÓN

*Los efectos adversos que una contingencia puede generar, se ven rápidamente incrementados cuando existe demora o cuando no existe un sistema de control de emergencias. Cuanto mayor sea el tiempo de respuesta, mayores serán los daños producto de la emergencia. Por otro lado, cuanto más efectiva y organizada sea la capacidad de respuesta a una emergencia, mayor será el potencial para reducir las consecuencias del evento.*

*Debido a las instalaciones en la región selva es importante actuar a un nivel preventivo detectando las áreas sensibles y de mayor vulnerabilidad, para implementar controles que minimicen la ocurrencia de emergencias.*

(...)

### 3. OBJETVO Y ALCANCES

#### 3.1 OBJETIVO

(...)

*Definir los recursos humanos, materiales, logísticos y técnicos requeridos para prevenir, controlar, mitigar y/o remediar los efectos nocivos de una contingencia o emergencias, a fin de reducir al mínimo los impactos ambientales que se pudieran generar por la ocurrencia de estos eventos.<sup>42</sup>*

(El subrayado ha sido agregado).

102. En el presente caso, ha quedado acreditado que, a la fecha de la ocurrencia del derrame, el área afectada por el impacto del crudo derramado fue de 1856 m<sup>2</sup>. Posteriormente, al 21 de setiembre del 2013, el área impactada fue de 2306.87 m<sup>2</sup>.
103. En sus descargos, Pluspetrol Norte indica que una vez ocurrido el evento se colocaron barreras de contención en el perímetro del área afectada.
104. Sobre el particular, Pluspetrol Norte no ha adjuntado medio probatorio que evidencie que cumplió con prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes - Saramuro. Por el contrario, de lo desarrollado anteriormente, se evidencia que ocurrió una migración del hidrocarburo, desde el punto del derrame hacia sus áreas aledañas.
105. A mayor abundamiento, cabe señalar que el cumplimiento de las acciones y procedimientos contenidos en el Plan de Contingencia del 2012 presentado por el

<sup>42</sup> Folios 75 (reverso) y 76 del Expediente.



administrado, están referidos a afrontar de forma rápida y efectiva las eventuales emergencias en las instalaciones del referido Lote. De esa manera, se mitigaría el incremento de efectos adversos cuando existen demoras o cuando no exista un sistema de control de emergencias<sup>43</sup>.

106. En otras palabras, el Plan de Contingencias contiene medidas ambientales inmediatas de mitigación cuya finalidad es impedir la expansión e incremento de los impactos ambientales negativos. Para el caso de derrames de hidrocarburos, dichas medidas tienen el objetivo de evitar la migración del mismo hacia zonas inicialmente no impactadas.
107. Cabe señalar que la mencionada migración de hidrocarburos se hubiera podido evitar si Pluspetrol Norte hubiera colocado barreras de contención más eficientes alrededor de los 1856 m<sup>2</sup> impactados con hidrocarburo, así como también la implementación de salchichas absorbentes por encima de la mencionada área.
108. En consecuencia, Pluspetrol Norte no realizó las acciones para prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva KP 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro, toda vez que del 25 de junio (fecha del evento) al 21 de setiembre (3 meses después, aproximadamente), **el área impactada creció 837.37 m<sup>2</sup> por efectos de la migración del crudo que se fue expandiendo.**
109. Por lo tanto, del análisis de todo lo actuado se desprende que Pluspetrol Norte incumplió lo dispuesto en el Numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente, en concordancia con el Artículo 3° del RPAAH; por lo que, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte en el presente extremo.



#### IV.3. **Hecho imputado N° 3: Pluspetrol Norte no ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido**

##### IV.3.1. **Marco normativo**

110. El Artículo 56° del RPAAH señala lo siguiente:

*"Artículo 56°.- Las áreas que por cualquier motivo resultaren contaminadas o de cualquier otra forma afectadas por las Actividades de Hidrocarburos deberán ser rehabilitadas en el plazo establecido por OSINERG teniendo en cuenta la magnitud de la contaminación, el daño ambiental y el riesgo de mantener esa situación. La ejecución de la rehabilitación será supervisada y fiscalizada por OSINERG."*

111. Asimismo, cabe precisar que mediante el Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM se inicia el proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN al OEFA.
112. Asimismo, por Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD publicada el 3 de marzo del 2011, se aprueban los aspectos objeto de la transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos entre el OSINERGMIN y el OEFA, estableciéndose como fecha efectiva de transferencia de funciones el 4 de marzo del 2011.





113. En consecuencia, de acuerdo a lo señalado, el OEFA se encuentra facultado para supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las acciones de rehabilitación dentro del plazo establecido.

#### IV.3.2. Medios probatorios actuados

114. Para el análisis de la presente imputación se han actuado y valorado los siguientes medios probatorios:

N°	Medio probatorio	Descripción
1	Acta de Supervisión (apertura – cierre) que corresponde a la Supervisión Especial realizada el 27 al 28 de junio del 2012.	Documento suscrito por el personal de Pluspetrol Norte y la Dirección de Supervisión que contiene la relación de las observaciones y recomendaciones formuladas durante la Supervisión.
2	Cronograma de limpieza y remediación, presentado el 22 de julio del 2012	Documento en el que constan las fechas de inicio y fin de las actividades de limpieza y remediación del derrame.
3	Fotografía N° 5 del Informe de la Supervisión del 21 de setiembre del 2001	Se observa que Pluspetrol Norte se encontraba realizando actividades de extracción de raíces, la recuperación de barriles de residuos oleosos y la construcción de Pits.
4	Fotografía N° 8 del Informe de la Supervisión del 9 de diciembre del 2012	Se observa que Pluspetrol Norte se había culminado con las actividades de extracción de raíces.
5	Fotografías N° 1 y 3 del Informe de la Supervisión del 19 de marzo del 2013	Se observa el área impactada con hidrocarburos debidamente remediada, sin embargo se encuentran los Pits de almacenamiento pendientes de desmontar.

#### IV.3.3. Análisis del hecho imputado

115. El **22 de julio del 2012**, la Dirección de Supervisión realizó la Supervisión Adicional de Seguimiento del derrame ocurrido el 25 de junio del 2012, en la cual Pluspetrol Norte presentó su Informe de avances del "Cronograma de limpieza y remediación", donde consignó que culminaría los trabajos de limpieza, remediación, reforestación y acondicionamiento final de residuos, el **7 de diciembre del 2012**, conforme se detalla a continuación<sup>44</sup>:

LIMPIEZA Y REMEDIACIÓN INCIDENTE AMBIENTAL OLEODUCTO CORRIENTES SARAMURO Km 3+814				
NOMBRE DE LA TAREA	DURACIÓN	INICIO	FIN	% AVANCE
CONTENCIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DEL AREA AFECTADA	7 días	mar 26/06/12	jue 28/06/12	15
RECUPERACION MANUAL DE RESIDUOS OLEOSOS	60 días	vie 29/06/12	lun 03/09/12	
RECUPERACION MECANICA DE RESIDUOS OLEOSOS	30 días	lun 23/07/12	sáb 25/08/12	
EXTRACCION DE MATERIAL CONTAMINADO (VEGETAL)	60 días	dom 01/07/12	mié 05/09/12	
LAVADO DE SUELOS	70 días	jue 05/09/12	jue 22/11/12	
REFORESTACION	7 días	vie 30/11/12	vie 07/12/12	
ACONDICIONAMIENTO FINAL DE RESIDUOS	50 días	sáb 29/09/12	vie 23/11/12	
TOTAL	148 días	mar 26/06/12	vie 07/12/12	

116. En el referido cronograma Pluspetrol Norte indicó que al 22 de julio del 2012 habría ejecutado sólo un 15 % de las actividades descritas en el mismo.

117. Asimismo, durante la Supervisión Adicional de seguimiento del **21 de setiembre del 2012** se verificó que Pluspetrol Norte había ejecutado un 42.77% de su Cronograma de limpieza y remediación, toda vez que aún se encontraba realizando la extracción

<sup>44</sup> Folio 101 (reverso) del Expediente.



de materiales contaminados (extracción de raíces), la recuperación de barriles de residuos oleosos (94 barriles) y la construcción de Pits para el almacenamiento de los residuos sólidos peligrosos, según se observa a continuación<sup>45</sup>:



Fotografía N° 05. Proceso de extracción de raíces de la primera celda implementada para los tratamientos de remediación al fondo puede observarse las bolsas que son llenadas con los materiales vegetales (raíces) extraídas.

118. Por otro lado, cabe precisar que si bien la Dirección de Supervisión señaló en el Informe de la Supervisión del 21 de setiembre del 2012 que el lavado de suelos aún no había sido implementado porque Pluspetrol Norte no contaba con los equipos necesarios, dicha actividad podía concluirse hasta el 22 de noviembre del mismo año.
119. Sin embargo, el **9 de diciembre del 2012**, fecha en la que Pluspetrol Norte ya debía haber concluido con sus acciones de remediación y limpieza, la Dirección de Supervisión detectó que Pluspetrol Norte aún no había culminado con ejecutar las siguientes acciones<sup>46</sup>:
- (i) Recuperación de residuos oleosos, debió concluir 25 de agosto del 2012;
  - (ii) Extracción de raíces, debió concluir 5 noviembre del 2012; y,
  - (iii) Lavado de suelos, debió concluir el 22 de noviembre del 2012
120. Asimismo, lo señalado se corrobora en la fotografía N° 8 del Informe de Supervisión, la misma que se muestra a continuación:

**Fotografía N° 8 del Informe de Supervisión**



Fotografía N° 08. Área en donde aún no se han extraído las raíces, a la derecha puede observarse las barreras de contención colocadas para evitar la fuga del hidrocarburo derramado



<sup>45</sup> Folio 105 del Expediente.

<sup>46</sup> Folio 4 (reverso) del Expediente.



121. En ese sentido, Pluspetrol Norte no cumplió con ejecutar su Cronograma de limpieza y remediación de acuerdo al plazo establecido, dado que al 9 de diciembre del 2012, la referida empresa seguía manteniendo tareas pendientes de ejecutar, las cuales debieron haber concluido el 25 de agosto, 5 de noviembre y 22 de noviembre del año 2012, respectivamente.
122. Finalmente, el **19 de marzo del 2013**, la Dirección de Supervisión realizó la última visita de seguimiento a las acciones de remediación ejecutadas por Pluspetrol Norte, determinando que la empresa en mención había concluido con las tareas de remediación de las áreas afectadas; no obstante, aún no cumplía con ejecutar las labores de revegetación, toda vez que el área adyacente se encontró cubierta por vegetación de segunda generación<sup>47</sup> como producto de la abertura de bosques realizada para el tendido de la tubería del oleoducto.
123. En las fotografías N° 1 y 3 del Informe de la Supervisión del 19 de marzo del 2013, se observa el área impactada con hidrocarburos debidamente remediada, asimismo, se verifica otra zona adyacente en la cual aún se encuentran los Pits de almacenamiento pendientes de desmontar, tal como se detalla a continuación:

#### Fotografías N° 1 y 3 del Informe de la Supervisión



Fotografía N° 01. Area impactada en donde se han concluido con las actividades de remediación



Fotografía N° 02. Pít de reposo que aún falta desmontar

47

La vegetación de segunda generación o secundaria se define como la vegetación presente donde hay sustitución total o parcial de la comunidad de vegetación original (primaria), ya sea por algún cambio de uso del suelo o por causas naturales o inducidas donde actualmente es evidente la recuperación de la comunidad vegetal, en alguna de las etapas sucesionales de vegetación; es decir, es la que se desarrolla después de un disturbio (natural o humano) como resultado del proceso de sucesión secundaria, tras pasar diversos estadios.



124. A efectos de resumir lo indicado, la Subdirección de Instrucción presentó el siguiente cuadro resumen donde se desprende que, el 9 de diciembre del 2012 y 19 de marzo del 2013, las medidas de remediación estaban atrasadas, dado que el plazo indicado por el administrado ya había sido superado, incumpliendo de esta forma con la ejecución de su cronograma de actividades de remediación a cabalidad, conforme se advierte en el siguiente cuadro:

**Resultados de la Supervisión de seguimiento a las actividades de remediación aplicadas por el administrado<sup>48</sup>**

SEGUIMIENTOS	FECHA	ACTA	SE OBSERVÓ
1° Supervisión <sup>49</sup>	22/07/2012	6417	- Tubería levantada con poleas y grapa de protección en el punto crítico - Al momento de la supervisión no se realizaba bombeo de hidrocarburo - Área afectada delimitada y con geomembranas como barrera de contención - Área abierta para el depósito de helitransportable
	22/07/2012	6417	- Personal de contingencia debidamente preparado presente - Funcionarios y técnicos de PETROPERÚ solicitan abrir la grapa colocada - Se determina medida de la fisura y georreferenciación del sitio - Se comienza aplicación de medidas correctivas - Al momento de la supervisión no se realizaba ninguna medida de remediación
2° Supervisión <sup>50</sup>	22/07/2012	6424	- Área afectada está delimitada y desbrozada - Recuperación manual y mecánica de residuos oleosos - Toda la cubierta vegetal de área afectada ha sido desbrozada y se acumulan bolsas con contenido vegetal contaminado - El cronograma de actividades viene cumpliéndose según lo previsto en un 15%
3° Supervisión <sup>51</sup>	21/09/2012	4721	- Los trabajos de remediación continúan sobre la base del área impactada - Se recuperaron 94 barriles de residuos oleosos líquidos - Construcción de pits para almacenamiento de residuos - El cronograma de actividades viene cumpliéndose según lo previsto en un 42.77%
4° Supervisión <sup>52</sup>	09/12/2012	4737	- Lavado de suelos y raíces - No se realizaba extracción de raíces - No se ha concluido la recuperación de residuos oleosos - Según la evaluación del lugar, las medidas de rehabilitación se encuentran retrasadas, dado que la fecha de culminación era el 7 de diciembre de 2012

<sup>48</sup> Cuadro elaborado por la Subdirección de Instrucción.

<sup>49</sup> Informe de Supervisión N° 74-2013-OEFA/DS-HID.

<sup>50</sup> Ver Anexo N° 8 del Informe.

<sup>51</sup> Ver Anexo N° 9 del Informe.

<sup>52</sup> Ver Anexo N° 10 del Informe.





5° Supervisión <sup>53</sup>	19/03/2013	5602	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Remediación concluida pero aún no realizaron la revegetación.</li> <li>- Los materiales contaminados recolectados fueron trasladados hacia la Locación 57</li> <li>- Se solicitó un Informe que consolide el trabajo realizado hasta la fecha.</li> </ul>
------------------------------	------------	------	--

125. Al respecto Pluspetrol Norte señala que si bien atendió el siniestro de manera inmediata, **el cronograma de actividades de remediación y limpieza sufrió un retraso, debido a que el 4 de julio se presentó un nuevo incidente ambiental en el ducto Chambira – Corrientes en la Progresiva que afectó un cuerpo de agua**, por ello tuvo que desafectar al personal de los trabajos de remediación, con la finalidad de atender el nuevo accidente.
126. De acuerdo a lo indicado, Pluspetrol Norte confirma que, en efecto, incumplió con la ejecución de su cronograma de actividades de remediación y limpieza del derrame ocurrido en la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro, dentro del plazo establecido, debido a la ocurrencia de un nuevo incidente de derrame; no obstante, la referida empresa no puede pretender ampararse en la atención de un nuevo incidente ambiental para incumplir con lo establecido en el Artículo 56° del RPAAH.
127. Conforme se ha indicado en párrafos precedentes de la presente Resolución, los titulares de las actividades de hidrocarburos se encuentran obligados a cumplir con la ejecución de sus programas de remediación y limpieza dentro de los plazos establecidos, debido al alto potencial de irreparabilidad de los daños ambientales que puedan producir dicha actividad, razón por la cual se le da importancia a las medidas de mitigación y recuperación de áreas impactadas, las mismas que deben de ser implementadas oportunamente, de lo contrario su finalidad quedaría desnaturalizada.
128. Las medidas ambientales anteriormente expuestas resultan más necesarias en caso de siniestros, donde se requiere actuar en el menor tiempo posible, a fin de controlar el impacto negativo generado al ambiente y de restituir el ambiente impactado negativamente, en forma total o parcial, a un estado similar al existente antes de su deterioro o afectación. Es así que no cabe argumentar falta de personal para la remediación, pues se debe priorizar la toma de acciones oportunas antes del costo del personal adicional a contratar.
129. En consecuencia, del análisis de todo lo actuado, se ha determinado que Pluspetrol Norte incumplió con lo establecido en el Artículo 56° del RPAAH, toda vez que no ejecutó su cronograma de actividades de remediación dentro del plazo establecido; por lo que, corresponde declarar responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte en el presente extremo.

**IV.4. Hecho imputado N° 4: En el área donde ocurrió el derrame, el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos se realiza a terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento**

**IV.4.1. Marco teórico**

130. En el Artículo 13° de la Ley N° 27314 - Ley General de Residuos Sólidos (en lo sucesivo, LGRS)<sup>54</sup>, en concordancia con el Artículo 9° del Reglamento de la Ley

<sup>53</sup> Ver Anexo N° 11 del Informe.

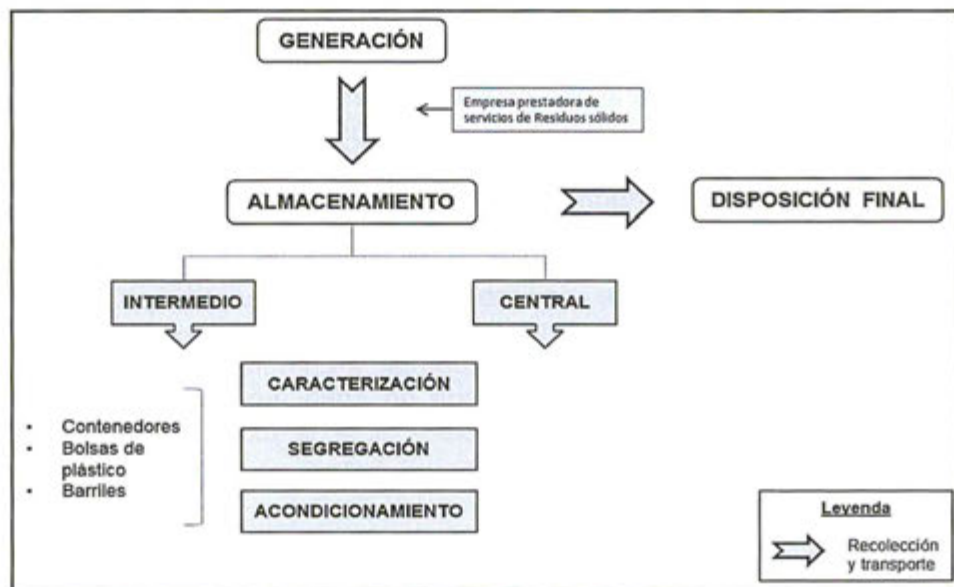
<sup>54</sup> Ley N° 27314, Ley General de residuos Sólidos  
"Artículo 13°.- Disposiciones generales de manejo"



General de Residuos Sólidos (en lo sucesivo, RLGRS), se señala que el manejo de los residuos sólidos debe ser realizado de forma sanitaria y ambientalmente adecuada con sujeción a los principios de prevención de impactos ambientales negativos y protección de la salud.

- 131. Asimismo, en el Artículo 10° del RLGRS<sup>55</sup> se establece que todo generador de residuos sólidos se encuentra obligado a acondicionar y almacenar en forma segura, sanitaria y ambientalmente adecuada los residuos, previa entrega a la Empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos para continuar con su manejo hasta su destino final.
- 132. En este sentido, la gestión y manejo de residuos sólidos involucra la manipulación, acondicionamiento, transporte, transferencia, tratamiento, disposición final o cualquier otro procedimiento técnico operativo utilizado desde la generación hasta la disposición final<sup>56</sup>.
- 133. De manera general, un adecuado manejo de residuos sólidos comprende tres (3) etapas como generación, almacenamiento y disposición final sin causar impactos negativos al ambiente y con un costo reducido, tal como se aprecia a continuación:

**Gráfico N° 1**  
**Etapas del manejo de residuos sólidos**



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

<sup>55</sup> Reglamento de la Ley N° 27314, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM  
"Artículo 10°.- Obligación del generador previa entrega de los residuos a la EPS-RS o EC-RS  
Todo generador está obligado a acondicionar y almacenar en forma segura, sanitaria y ambientalmente adecuada los residuos, previo a su entrega a la EPS-RS o a la EC-RS o municipalidad, para continuar con su manejo hasta su destino final."

<sup>56</sup> Ley N° 27314, Ley General de Residuos Sólidos  
"Décima.- Definición de términos  
Las siguientes definiciones son aplicables en el ámbito de la presente Ley:  
7. Manejo de Residuos Sólidos  
Toda actividad técnica operativa de residuos sólidos que involucre manipuleo, acondicionamiento, transporte, transferencia, tratamiento, disposición final o cualquier otro procedimiento técnico operativo utilizado desde la generación hasta la disposición final.  
(...)"



Fuente: Adaptado del Servicio Holandés de Cooperación al Desarrollo (SNV) y HONDUPALMA. Manejo de residuos sólidos. (Honduras, 2011), pp. 5-36.

134. Conforme se desprende del gráfico, entre cada una de estas etapas se realizan acciones de recolección y transporte para el retiro de residuos, que consisten en recoger y desplazar los residuos sólidos, mediante un medio de locomoción apropiado, a infraestructuras o instalaciones que cumplan con condiciones de diseño técnico operacional adecuadas para su almacenamiento o disposición, con la finalidad de evitar que estos se encuentren en contacto con el ambiente, incluyendo los aspectos económico, administrativo y financiero<sup>57</sup>.
135. Cabe indicar que una de las etapas más importantes de la gestión es el almacenamiento de los residuos sólidos, el cual puede ser intermedio o central, debiéndose cumplir en ambos con el siguiente manejo ambiental:
- (i) Caracterización.- Identificar qué tipo de residuos son, ya sean peligrosos o no peligrosos<sup>58</sup>.
  - (ii) Segregación.- Separar los residuos peligrosos y no peligrosos<sup>59</sup>.
  - (iii) Acondicionamiento.- Adecuar el lugar de almacenamiento de tal manera que no se produzca un impacto al ambiente<sup>60</sup>.
136. En tal sentido, el titular de la actividad de hidrocarburos tiene la obligación de realizar un manejo ambientalmente adecuado de los residuos sólidos desde la generación hasta la disposición final, cumpliendo además con acciones específicas, como recolectar, transportar, caracterizar, segregar y acondicionar los residuos sólidos.

#### IV.4.2. Marco normativo

137. En el Artículo 48° del RPAAH se indica que en las actividades de hidrocarburos, los residuos sólidos serán manejados de manera concordante con la LGRS, y su



<sup>57</sup> Adaptado de KIELY, Gerard y VEZA, J. Ingeniería Ambiental: Fundamentos, entornos, tecnologías y sistemas de gestión. (España, 1999), pp. 850-1309.

<sup>58</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

**"Artículo 25°.- Obligaciones del generador**

*El generador de residuos del ámbito no municipal está obligado a:*

(...)"

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

(...)"



<sup>59</sup> Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

**"Artículo 25°.- Obligaciones del generador**

*El generador de residuos del ámbito no municipal está obligado a:*

(...)"

3. *Manejar los residuos peligrosos en forma separada del resto de residuos*

(...)"

<sup>60</sup> Decreto Supremo N° 057-2004-PCM que aprueba el Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos

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

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

1. *Que su dimensión, forma y material reúna las condiciones de seguridad previstas en las normas técnicas correspondientes, de manera tal que se eviten pérdidas o fugas durante el almacenamiento, operaciones de carga, descarga y transporte;*

2. *El rotulado debe ser visible e identificar plenamente el tipo de residuo, acatando la nomenclatura y demás especificaciones técnicas que se establezcan en las normas correspondientes;*

3. *Deben ser distribuidos, dispuestos y ordenados según las características de los residuos;*

(...)"



Reglamento, sus modificatorias, sustitutorias y complementarias. Asimismo, se establece que los residuos sólidos peligrosos deben ser segregados.

138. Por su parte, el Artículo 39° del RLGRS señala lo siguiente:

**“Artículo 39°.- Consideraciones para el almacenamiento**

**“Está prohibido el almacenamiento de residuos peligrosos:**

1. En terrenos abiertos;
  2. A granel sin su correspondiente contenedor;
  3. En cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento;
- (...).”

139. De acuerdo a lo indicado, se desprende que los titulares que realicen actividades de hidrocarburos no deben acondicionar sus residuos peligrosos en: (i) terrenos abiertos, es decir, en contacto con el ambiente; (ii) a granel sin su correspondiente contenedor; y (iii) en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento.

#### **IV.4.3. Medios probatorios actuados**

140. Para el análisis de la presente imputación se han actuado y valorado los siguientes medios probatorios:

N°	Medio probatorio	Descripción
1	Acta de Supervisión (apertura – cierre) que corresponde a la Supervisión Especial realizada el 27 al 28 de junio del 2012.	Documento suscrito por el personal de Pluspetrol Norte y la Dirección de Supervisión que contiene la relación de las observaciones y recomendaciones formuladas durante la Supervisión.
2	Fotografía N° 10 del Informe de Supervisión	Se observa que Pluspetrol Norte venía almacenando sus residuos sólidos peligrosos a granel y a la intemperie.
3	Fotografía N° 15, 16 y 17 del Informe de Supervisión	Se observa dos centros de acopio de residuos sólidos peligrosos que sobrepasan su capacidad de almacenamiento, así como, un centro de acopio con deficiencias de techado.
4	Registro fotográfico adjunto al escrito de descargos presentado por Pluspetrol Norte el 11 de marzo del 2014	Se observan los centros de acopio de residuos sólidos peligrosos.



#### **IV.4.4. Análisis del hecho imputado**

141. Durante la Supervisión Especial 2012 la Dirección de Supervisión detectó que Pluspetrol Norte dispuso los residuos sólidos peligrosos en bolsas de polietileno a la intemperie sin techo, conforme se verifica en el Informe Acusatorio, el mismo que se detalla a continuación<sup>61</sup>:

*“el 28 de junio de 2012, fecha en que el OEFA llevó a cabo la supervisión especial, se observó que la vegetación impregnada de hidrocarburo estaba siendo depositada en bolsas de polietileno y siendo acopiada sobre unos troncos dispersos a la intemperie y sin techo.*

*Asimismo, en la fotografía N° 16 se aprecia otro centro de acopio que sobrepasa el límite de su capacidad, no cuenta con techado y los residuos se encuentran a granel cubiertos parcialmente con algunas mantas. Por otro lado, la fotografía N° 17 muestra otro punto de acopio que sobrepasa la capacidad de almacenaje y al igual que los otros centros, su dimensión y forma no reúnen las condiciones de seguridad.”*



<sup>61</sup>

Folio 28 del Expediente.



142. La conducta verificada se sustentó en la fotografía N° 10 del Informe de Supervisión<sup>62</sup>, en la que se observa que Pluspetrol Norte venía almacenando sus residuos sólidos peligrosos (bolsas con material vegetal impregnado con hidrocarburos) a granel y en terrenos abiertos (sin techo, cubiertos parcialmente con algunas mantas), tal como se muestra a continuación:

**Fotografía N° 10 del Informe de Supervisión**



**Foto N° 10:** Material vegetal impregnado de hidrocarburo acopiado y depositados en bolsas de polietileno.

143. Asimismo, la Dirección de Supervisión detectó dos (2) centros de acopio de residuos sólidos peligrosos (bolsas con material vegetal impregnado con hidrocarburos) que sobrepasaban el límite de capacidad; así como un (1) centro de acopio que presentaba deficiencias en el techado; es decir, se realizaba el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos en terreno abierto, expuesto al ambiente, conforme se aprecia en las fotografías N° 15, 16 y 17 del Informe de Supervisión:

**Fotografías N° 15, 16 y 17 del Informe de Supervisión**



**Foto N° 15:** Muestra el centro de acopio que no reúne las condiciones adecuadas para el almacenamiento temporal de los residuos peligrosos, un área de 100 m<sup>2</sup> aproximadamente. Se observa techo deteriorado – roto.





Foto N° 16: Muestra el centro de acopio de residuos peligrosos que no reúne las condiciones adecuadas para el almacenamiento temporal, un área de 100 m<sup>2</sup> aproximadamente, sin techo a granel, sin letreros.

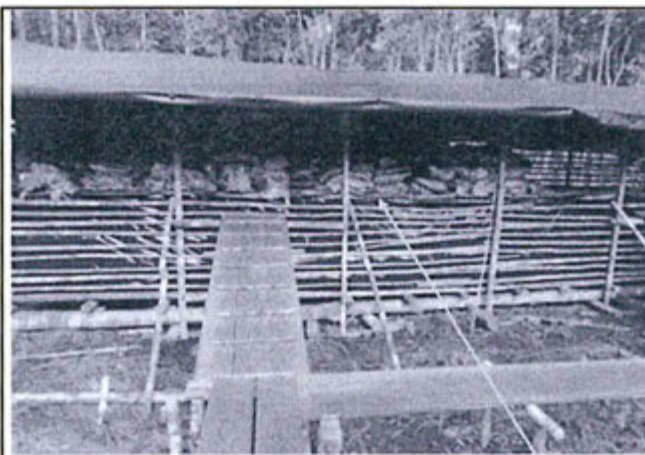


Foto N° 17: Muestra el centro de acopio que no reúne las condiciones adecuadas para el almacenamiento temporal, sobrepasa la capacidad de almacenaje.



- 144. En sus descargos, Pluspetrol Norte alega que, a la fecha de la visita de supervisión, sus residuos peligrosos (fluidos, material vegetal, suelo o raíces impregnadas con hidrocarburo) fueron dispuestos en bolsas de plástico y almacenadas en Pits (recintos) de almacenamientos habilitados<sup>63</sup>.
- 145. Asimismo, señala que los Pits de almacenamiento son contruidos antes y durante los trabajos de control, recuperación, limpieza y remediación de la zona afectada por el siniestro, a fin de evitar su sobrellenado. Además, los Pits son contruidos a base de madera y revestidos con geomembrana.
- 146. Al respecto, corresponde señalar que aunque sean instalaciones de almacenamiento edificadas especialmente para la realización de los mencionados trabajos sobre la zona afectada por el siniestro, se debe asegurar que los residuos peligrosos no se



<sup>63</sup> PENNWELL PUBLISHING COMPANY y María DELORES PROUBASTA. *Glosario de la Industria Petrolera*. Third Edition. U.S.A.: PennWell Books, 1996, p. 200. "Los pits son fosas o recintos de almacenamiento. Dichos pits deben estar impermeabilizados con geomembrana, cercados y poseer una cubierta techada, a fin de prevenir y/o evitar cualquier incidente durante su almacenamiento."



encuentren en terreno abierto, es decir, en contacto con el ambiente; a granel sin su correspondiente contenedor; y en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento. Lo anterior tiene la finalidad de evitar contaminación de suelos y aire.

- 147. Por otro lado, a efectos de acreditar la subsanación de la conducta infractora, Pluspetrol Norte adjuntó fotografías. Al respecto, las acciones ejecutadas por el administrado para remediar o revertir las situaciones observadas no lo releva de responsabilidad ante los incumplimientos acreditados, pues de conformidad con el Artículo 5° del TUO del RPAS del OEFA, el cese de la infracción no exime de responsabilidad al administrado ni substraer la materia sancionable. No obstante, será evaluado en el capítulo de medida correctiva.
- 148. Por tanto, queda acreditado que Pluspetrol Norte incumplió con lo establecido en el Artículo 39° del RLGRS, toda vez que realizó el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos en un terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasaban la capacidad del sistema de almacenamiento; por lo que, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte en el presente extremo.

**IV.5. Hecho imputado N° 5: Pluspetrol Norte no presentó dentro del plazo la información solicitada por la Dirección de Supervisión del OEFA**

**IV.5.1. Marco teórico**

- 149. El Literal c.1) del Artículo 15° de la Ley N° 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, concordado con el artículo 18° del Reglamento de Supervisión Directa del OEFA, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 007-2013-OEFA/CD establecen que el OEFA tiene la facultad de solicitar al administrado la información que considere necesaria sobre cualquier asunto relativo a la aplicación de las disposiciones legales para el efectivo cumplimiento de sus funciones.
- 150. La obligación de entregar información y colaborar con la Administración busca resolver el problema de asimetrías informativas en el procedimiento sancionador. El carácter obligatorio de la información se justifica en que la autoridad administrativa incurrirá en mayores costos para acceder a ella, producirla o asumir el posible costo por el error al auto suministrarse esa información.
- 151. La Administración pública debe garantizar que se reduzcan los costos directos de recursos destinados a la resolución del caso y se disminuyan la ocurrencia misma de las infracciones.
- 152. Esta obligación se fundamenta en el principio de verdad material<sup>64</sup>, el cual determina que para encontrar la verdad material, de los hechos, **la Administración tiene la obligación de agotar todos los medios probatorios posibles para descubrir que los hechos correspondan a la realidad**, a fin de realizar una correcta subsunción de



<sup>64</sup> Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.  
 "Artículo IV.- Principios del procedimiento administrativo  
 1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:  
 (...)  
 1.11. Principio de verdad material.- En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas."



- estos y la norma<sup>65</sup>. Para lograr este objetivo, se podrá conminar a los administrados a prestar su colaboración para dicha tarea<sup>66</sup>.
153. Cabe señalar que el material probatorio no solo servirá como medio para aclarar los hechos, sino también para que el posible responsable se exima de responsabilidad. En efecto, para eximirse de responsabilidades deberá acreditarse que *no obstante la generación de la infracción, ésta no fue originada por el comportamiento u omisión del administrado*<sup>67</sup>.
154. Respecto a los roles de los sujetos involucrados en el cumplimiento de dicho principio, se desprende que la autoridad administrativa tiene la potestad de solicitar información a los administrados para recabar con ello medios de prueba en el marco de un procedimiento administrativo sancionador<sup>68</sup>.
155. Por su parte, los administrados tienen el deber de proporcionar la información que sea necesaria a la Administración, a fin de colaborar con la Administración.
156. En cuanto a su aplicación, corresponde discernir en qué casos concierne al administrado o a la Administración presentar la información. Para ello nos remitiremos al planteamiento propuesto por el análisis económico del derecho, el cual parte de la premisa que el proceso de obtener, filtrar, reunir, presentar y ponderar las pruebas genera: (i) beneficios y (ii) costos tanto privados como sociales<sup>69</sup>.
157. Al respecto, esta teoría plantea que la probabilidad de llegar a un resultado correcto, está en función de la cantidad de pruebas suministradas, por lo que entre mayor sea la cantidad de pruebas proporcionadas a la Administración, mayor será la probabilidad de que el caso sea resuelto de acuerdo a la verdad material de los hechos<sup>70</sup>.



<sup>65</sup> ALETTI Daniela y BONINA, Nicolás. La Verdad Material: ¿Mito o Realidad?. Publicado en Revista La Ley 2006-D, 1043. P. 3- 4.  
Disponible en: <http://nicolasbonina.com/wp-content/uploads/2013/11/VERDAD-MATERIAL.pdf>  
[Consulta realizada el 9 de mayo del 2016].

<sup>66</sup> Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General.  
"Artículo 57°.- Suministro de información a las entidades  
(...)  
57.2 En los procedimientos investigatorios, los administrados están obligados a facilitar la información y documentos que conocieron y fueron razonablemente adecuados a los objetivos de la actuación para alcanzar la verdad material, conforme a lo dispuesto en el capítulo sobre la instrucción."

<sup>67</sup> GUZMÁN Napurí, Christian. Tratado de la Administración Pública y del procedimiento administrativo. Lima: Ediciones Caballero Bustamante, 2011. P. 825.

<sup>68</sup> Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General.  
"Artículo 169°.- Solicitud de pruebas a los administrados  
169.1 La autoridad puede exigir a los administrados la comunicación de informaciones, la presentación de documentos o bienes, el sometimiento a inspecciones de sus bienes, así como su colaboración para la práctica de otros medios de prueba. Para el efecto se cursa el requerimiento mencionando la fecha, plazo, forma y condiciones para su cumplimiento.  
169.2 Será legítimo el rechazo a la exigencia prevista en el párrafo anterior, cuando la sujeción implique: la violación al secreto profesional, una revelación prohibida por la ley, suponga directamente la revelación de hechos perseguibles practicados por el administrado, o afecte los derechos constitucionales. En ningún caso esta excepción ampara el falseamiento de los hechos o de la realidad.  
169.3 El acogimiento a esta excepción será libremente apreciada por la autoridad conforme a las circunstancias del caso, sin que ello dispense al órgano administrativo de la búsqueda de los hechos ni de dictar la correspondiente resolución."

<sup>69</sup> POSNER, Richard. El análisis económico del derecho. Traducción de Eduardo L. Suarez. Segunda Edición en español. México: Fondo de Cultura Económico, 2007. P. 921.

<sup>70</sup> Ídem







158. Asimismo, conviene tomar en cuenta los costos esperados de la sanción, los cuales estarán en función de la comisión o no de la infracción, por lo que entre más correcto sea el proceso de determinación de la responsabilidad, menos aleatoria será la sanción y, por lo tanto, será mayor el efecto disuasivo de la norma<sup>71</sup>. Ello se logrará si la autoridad decisora cuenta con suficientes elementos de convicción.
159. En ese sentido, se puede concluir que es deber de la Administración llegar a establecer la verdad material valiéndose de todos los medios probatorios posibles. Sin embargo, hay situaciones en las cuales la actividad probatoria no recae sólo en la Administración, sino que requiere la colaboración del administrado quien deberá prestar su apoyo al cumplimiento de esta labor, pues de lo contrario su acción u **omisión podrá ser valorada negativamente por la Administración.**

#### IV.5.2. Marco Normativo

160. De acuerdo con el Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, los titulares de la actividad de hidrocarburos deberán remitir información exacta y completa al OSINERGMIN dentro del plazo establecido para ello.
161. Cabe precisar que mediante el Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM se inicia el proceso de transferencia de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN al OEFA.
162. Asimismo, por Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD publicada el 3 de marzo del 2011, se aprueban los aspectos objeto de la transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos entre el OSINERGMIN y el OEFA, estableciéndose como fecha efectiva de transferencia de funciones el 4 de marzo del 2011.
163. En consecuencia, de acuerdo a lo señalado, se verifica que los titulares que realicen actividades de hidrocarburos tienen la obligación de proporcionar al OEFA la información o datos establecidos en las normas vigentes de manera exacta, completa, veraz y dentro del plazo otorgado.



#### IV.5.3. Medios probatorios actuados

164. Para el análisis de la presente imputación se han actuado y valorado los siguientes medios probatorios:

N°	Medio probatorio	Descripción
1	Acta de Supervisión (apertura – cierre) que corresponde a la Supervisión Especial realizada el 27 al 28 de junio del 2012.	Documento suscrito por el personal de Pluspetrol Norte y la Dirección de Supervisión que contiene la relación de las observaciones y recomendaciones formuladas durante la Supervisión.
2	Carta N° 1470-2012-OEFA/DS del 9 de agosto del 2012	Documento a través del cual la Dirección de Supervisión requiere información a Pluspetrol Norte en un plazo de cinco (5) días hábiles.
3	Carta N° 1996-2012-OEFA/DS <sup>72</sup> del 31 de octubre del 2012	Documento a través del cual la Dirección de Supervisión reitera el requerimiento de información a Pluspetrol Norte en un plazo de cinco (5) días hábiles.



<sup>71</sup> Ídem p. 933

<sup>72</sup> Folio 153 del Expediente.



4	Carta N° PPN-EHS-12-084 del 23 de noviembre de 2012 y Carta N° PPN-OPE-13-0021 <sup>73</sup> del 20 de febrero de 2013	Documentos a través del cual Pluspetrol Norte remite la información requerida por la Dirección de Supervisión.
---	--	--

#### IV.5.4. Análisis del hecho imputado

165. Mediante la Carta N° 1470-2012-OEFA/DS<sup>74</sup> notificada a Pluspetrol Norte, el 9 de agosto del 2012 (**primer requerimiento**), la Dirección de Supervisión le solicitó que, dentro de un plazo de cinco (5) días hábiles, presente los siguientes documentos:

- (i) Tabla de cubicación de los Tanques de Almacenamiento de crudo de Batería 1 – Corrientes.
- (ii) Copia del cuaderno del reporte diario del Operador de Producción de Batería – 1, correspondiente a los días 22, 23, 24, 25, 26 y 27 de junio de 2012.
- (iii) Curva de Variación de Presión de Bombeo; Línea "A" y "B" de Batería 1 – Corrientes a Estación 1 – Samuro; registrando en el SISTEMA SCADA correspondiente a los días 22, 23, 24, 25, 26 y 27 de junio de 2012.
- (iv) Hacer llegar información descrita en el cuadro adjunto relacionado con el crudo bombeado desde Trompeteros a Saramuro.
- (v) Programa de Inspección y Mantenimiento de los Oleoductos A y B Corrientes Saramuro, en concordancia con lo indicado en el literal g) del artículo 43° del RPAAH.
- (vi) Alcance de la producción de crudo y agua de la última Prueba de Producción de los pozos de Batería 1, Batería 2 y Batería 8 (Corrientes / Chambira).

166. No obstante, Pluspetrol Norte no cumplió con el primer requerimiento efectuado por el OEFA, por lo que mediante la Carta N° 1996-2012-OEFA/DS<sup>75</sup> del 31 de octubre del 2012 (**segundo requerimiento**), la Dirección de Supervisión reiteró a Pluspetrol Norte el pedido del primer requerimiento; y, además le solicitó información adicional, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles para que presente, complementariamente lo siguiente:

- (i) Resultados de Bombeo por hora de la Motobomba que se encontraba bombeando el crudo, el día que ocurrió el derrame.
- (ii) Resultados de la última inspección realizada al ducto línea "A" mediante el pase de raspatubos geométrico y/o chanco inteligente.
- (iii) La producción diaria de crudo y agua de la última Prueba de producción de setiembre de 2012.
- (iv) Informe detallado indicando a qué presión están reguladas las válvulas de seguridad (alivio) de las motobombas de bombeo de crudo. Indicar además por qué no actuó la válvula de seguridad (alivio) de la Motobomba que se encontraba bombeando el crudo el día que ocurrió el derrame.
- (v) Vistas fotográficas internas y externas de la sección del ducto que falló (fisura).
- (vi) Informe detallado del análisis de falta de la sección del ducto fisurado, realizado por Laboratorio Especializado
- (vii) Información descrita en el cuadro adjunto, relacionado con el movimiento del crudo Bombeado de Batería 01-Corrientes a Estación 01-Saramuro, correspondiente a los siguientes días:



<sup>73</sup> Folio 213 (reverso) del Expediente.

<sup>74</sup> Folio 152 del Expediente.

<sup>75</sup> Folio 153 del Expediente.

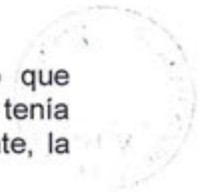


DIAS	23		24		25		26	
CRUDO	liviano	Pesado	liviano	Pesado	liviano	Pesado	liviano	Pesado
Volumen de crudo Bombeado (Bb/s)								
MB (1), (2), (3): (66)								
Presión de Bombeo (psi)								
Hora: Inicio Bombeo								
Hora: Final Bombeo								

DIAS	24		25		26		27	
CRUDO	Liviano	Pesado	Liviano	Pesado	Liviano	Pesado	Liviano	Pesado
N° Tanque Bombeo								
Nivel Inicial TQ (bombeo)								
Nivel Final TO (bombeo)								

167. A pesar de ello, mediante la Carta N° PPN-EHS-12-084 del 23 de noviembre de 2012<sup>76</sup>, **Pluspetrol Norte sólo cumplió con presentar al OEFA la información adicional solicitada mediante la Carta N° 1996-2012-OEFA/DS (segundo requerimiento)** quedando aún pendiente lo requerido en el primer requerimiento.
168. Posteriormente, mediante la Carta N° PPN-OPE-13-0021<sup>77</sup> del 20 de febrero de 2013, aproximadamente siete meses después, **Pluspetrol Norte cumplió con presentar la información requerida, en el primer requerimiento.**
169. Al respecto, Pluspetrol Norte reconoció que entregó con siete (07) meses de retraso la información solicitada mediante la Carta N° PPN-EHS-12-084 del 23 de noviembre del 2012 y la Carta N° PPN-OPE-13-0021 del 20 de febrero del 2013; sin embargo, señala que el presente incumplimiento es de carácter formal y no sustantivo.
170. En consecuencia, con relación al primer requerimiento, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte presentó la información requerida por la Dirección de Supervisión fuera del plazo otorgado, la misma que tenía como fecha máxima de cumplimiento el 16 de agosto del 2012; no obstante, la referida empresa la presentó el 20 de febrero del 2013.
171. Asimismo, con relación al segundo requerimiento, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte presentó la información fuera del plazo otorgado, la misma que tenía como fecha máxima de cumplimiento el 9 de noviembre del 2012; no obstante, la referida empresa la presentó el 23 de noviembre de dicho año.
172. Cabe mencionar que la no presentación de información solicitada dentro del plazo establecido, dificulta la eficacia de la visita de supervisión en el marco de una emergencia ambiental, toda vez que dicha información resulta relevante para determinar tanto las causas como la magnitud del derrame ocurrido el 25 de junio de 2012.
173. En tal sentido, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 5° del TUO del RPAS<sup>78</sup>, el cumplimiento tardío de la obligación, ya sea sustantiva o formal, no desvirtúa el incumplimiento detectado por la autoridad administrativa.



<sup>76</sup> Folios 155 y 156 del Expediente.

<sup>77</sup> Folio 213 (reverso) del Expediente.

<sup>78</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

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

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



174. En ese sentido, de lo expuesto queda acreditado que Pluspetrol Norte incumplió lo señalado en el Rubro 4 de la Tipificación de Infracciones Generales y Escala de Multas y Sanciones, toda vez que remitió la información requerida fuera del plazo establecido por la Dirección de Supervisión; por lo que, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte en el presente extremo.

## V. MEDIDAS CORRECTIVAS

### V.1. Objetivo, marco legal y condiciones

175. La medida correctiva cumple con el objetivo de reponer o restablecer las cosas al estado anterior de la comisión del ilícito, corrigiendo los efectos que la conducta infractora hubiere causado en el interés público<sup>79</sup>.
176. El Numeral 1 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA señala que el OEFA podrá: "ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas".
177. Asimismo, los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas a que se refiere el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD, establecen las directrices y metodología para la aplicación de medidas correctivas por parte del OEFA.
178. A continuación, corresponde analizar si en el presente procedimiento corresponde ordenar una medida correctiva, considerando si el administrado revirtió o no los impactos generados a causa de las infracciones detectadas.

### V.2. Procedencia de la medida correctiva

179. En el presente caso, se ha determinado la responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte, por la comisión de las siguientes infracciones administrativas:
- (i) No realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión a fin de minimizar riesgos de derrames.
  - (ii) No realizó acciones para prever, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro.
  - (iii) No ejecutó el cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido.
  - (iv) Almacenó residuos sólidos peligrosos en terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento en el área donde ocurrió el derrame.
  - (v) No presentó dentro del plazo la información solicitada por la Dirección de Supervisión del OEFA.



<sup>79</sup> MORÓN URBINA, Juan Carlos. "Los actos - medidas (medidas correctivas, provisionales y de seguridad) y la potestad sancionadora de la Administración". En: Revista de Derecho Administrativo N° 9. Círculo de Derecho Administrativo. Lima: 2010, p. 147.



a) Incumplimiento de las inspecciones y mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión

180. Durante la Supervisión Especial 2012 y las Supervisiones adicionales de seguimiento se verificó que Pluspetrol Norte no realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames.
181. De la revisión del Informe de Supervisión, efectuado el 23 de julio de 2015, se evidencia que esta tuvo la finalidad de efectuar el seguimiento de acciones de supervisión ambiental en el lugar donde ocurrió el derrame, encontrado las siguientes acciones:

(...)

**B. Resultados de la supervisión de cierre de las actividades de remediación aplicados por el Administrado:**

Con fecha **21 de julio de 2013**, se realizó la supervisión de seguimiento de las actividades de remediación que PLUSPETROL realizaba en el Km 3+814, lugar donde ocurrió el derrame, durante la supervisión de campo se encontró lo siguiente:

- Las actividades de remediación del área afectada por el derrame había concluido
- Se realizó la revegetación del área directamente afectada con distanciamientos de 3m x 3m en una cuarta parte y 4m x 4m en tres cuartas partes del área. En la reforestación ejecutada se logró identificar la utilización de especies de la zona como palmeras de *Mauritia flexuosa* (aguaje) en mayor cantidad y *Euterpe precatoria* (huasaí) y dos plantas de especie leñosa de *Virola sp.*, logrando contabilizar 135 plantas vivas y 4 muertas.
- Se realizó la visita al patio de borras en la Locación 31X, encontrando que las bolsas que contienen los materiales contaminados están depositados hasta el borde del ambiente que los contiene, los que aún no recibían el tratamiento respectivo.
- Se requirió de la siguiente información:
  - a. Informe justificatorio debido a la modificación del distanciamiento en la reforestación en relación al planteamiento del Plan de Reforestación
  - b. Informe del tratamiento a aplicar a los materiales contaminados retirados del área del incidente.
  - c. Acreditación de la fecha de muestreo de cierre de suelos

Presentación del informe de los resultados del muestreo (análisis) al cierre de actividades a treinta (30) días de realizado el muestreo de cierre, realizado por un laboratorio acreditado por INDECOPI.

182. En tal sentido, de la documentación que obra en el expediente, no se observan medios probatorios que acrediten la subsanación de la conducta infractora, por lo que corresponde ordenar la siguiente medida correctiva de adecuación ambiental:

Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
Pluspetrol Norte no realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames.	Acreditar la inspección y el mantenimiento regular de a las tuberías, al sistema de alta presión y a la válvula de seguridad de la motobomba.	Cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución.	Remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva: - Informe de las acciones adoptadas a fin de efectuar los mantenimientos preventivos y correctivos a sus tuberías que transportan petróleo crudo del Oleoducto Corrientes – Saramuro del Lote 8. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Programas de Mantenimiento reportados a la autoridad competente.

183. Dicha medida correctiva tiene como finalidad que el administrado acredite que ha efectuado las inspecciones y mantenimientos preventivos en la Línea "A" del





Oleoducto Corrientes – Saramuro, conforme a los Programas de Mantenimiento reportados a la autoridad competente a fin de evitar futuros incidentes que podrían generar impactos ambientales negativos.

184. A efectos de fijar plazos razonables para el cumplimiento de la medida correctiva, se establece un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para que la empresa informe las acciones adoptadas para ejecutar inspecciones y mantenimientos<sup>80</sup>. Para ello, se ha tomado en consideración el tiempo que demorará el administrado en realizar las inspecciones, coordinar la logística a ser utilizada, la elaboración del cronograma, entre otros.

b) Por realizar las acciones de prevención y mitigación del impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro; y por no ejecutar el cronograma de actividades de remediación dentro del plazo establecido

185. En consideración a lo señalado en párrafos precedentes, ha quedado acreditado que el 25 de junio de 2012 se produjo un derrame en la Progresiva 3+814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Samuro del Lote 8 por lo que se impactaron áreas. A raíz de ello, la empresa presentó su Informe de avances del "Cronograma de limpieza y remediación"<sup>81</sup>, donde consignó que el **7 de diciembre de 2012** culminaría los trabajos de limpieza, remediación, reforestación y acondicionamiento final de residuos.

186. En función a ello, en el presente procedimiento administrativo sancionador se determinó que el área impactada no fue mitigada luego de ocurrido el derrame (Imputación N° 2), y además no se cumplió con remediar dicha área de acuerdo al cronograma comprometido (Imputación N° 3).

En consecuencia, este órgano considera que **corresponde la aplicación de una medida de restauración ambiental** para ambas infracciones acreditadas:



Conducta infractora	Medida correctiva		
	Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento



<sup>80</sup> COLIMA - ADJUDICACION DIRECTA. *Inspección con pruebas no destructivas al fondo del tanque TV1 de 15,000 barriles en la TAD. México.*  
Duración: 07 días.

ING. JAIME MACIAS SALAZAR - ADJUDICACION DIRECTA. *Aplicación de pintura de acabado en base, válvulas, tuberías y accesorios del patín de medición PEMEX DIESEL de la T.A.D. México.*  
Duración: 03 días.

CONSTRUCTORA ARTURO BECERRIL, S.A. DE C.V. *Revisión y reparación del regenerador del convertidor 1-d y reparación de equipos periféricos; separador, válvulas deslizantes, ciclones terciario y cuaternario y línea de gases de combustión del ciclón cuaternario de la Planta Catalítica N° 1.*  
Plazo: 12 días.

<sup>81</sup> Ver reverso de folio 84 del Expediente.



<p>Infracción N° 2: Pluspetrol Norte no realizó acciones para prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro</p>	<p>Identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas por el derrame, ubicadas en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro.</p>	<p>Cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución</p>	<p>Remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva:</p> <p>a) Informe de las acciones adoptadas a fin de identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas por el derrame, ubicadas en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Estándares de Calidad Ambiental para suelo y agua vigentes.</p> <p>b) Cronograma de cumplimiento para identificar, caracterizar y remediar, según corresponda, las áreas impactadas por el derrame, en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Estándares de Calidad Ambiental para suelo y agua vigentes, y ser reportadas de manera mensual hasta la culminación del cronograma establecido.</p>
<p>Infracción N° 3: Pluspetrol Norte no ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido</p>			

187. Dicha medida correctiva tiene como finalidad que el administrado demuestre la ejecución y cumplimiento de las acciones mencionadas anteriormente, y así prevenir y mitigar los impactos ambientales generados como consecuencia de derrames de hidrocarburos.

188. A efectos de fijar plazos razonables para el cumplimiento de la medida correctiva, se establece un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles<sup>82</sup> para que la empresa informe las acciones adoptadas a fin de identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas, y presente un cronograma de cumplimiento de tales acciones. Para ello, se ha tomado en consideración el tiempo que demorará el administrado en ubicar las zonas a restaurar, coordinar la logística a ser utilizada, la elaboración del cronograma, entre otros. Cabe señalar que, la verificación del cumplimiento del cronograma ser realizará a través de los reportes que la empresa deberá presentar de manera mensual, conforme se ha señalado anteriormente.

c) Incumplimiento de no almacenar los residuos sólidos peligrosos en terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento en el área donde ocurrió el derrame

189. Durante la Supervisión Especial 2012 y las Supervisiones adicionales de seguimiento se verificó que Pluspetrol Norte realizó el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos en un terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasaban la capacidad del sistema de almacenamiento.

82

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.

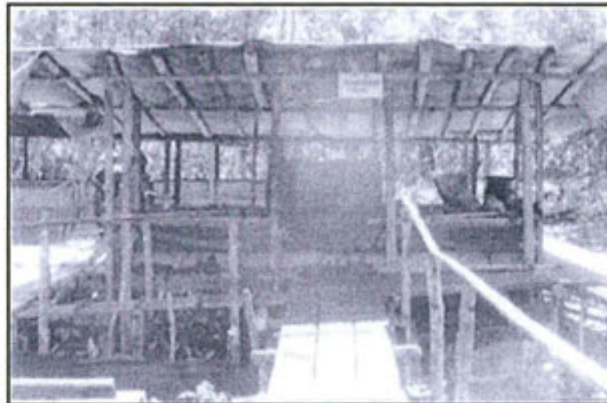
(...)

**3. PLAZO DE EJECUCIÓN**

*El Plazo de ejecución del servicio será de cuarenta y cinco (45) días.*



190. A efectos de acreditar la subsanación de la conducta infractora, Pluspetrol Norte adjuntó en su escrito de descargos, los siguientes registros fotográficos:



191. De lo indicado por Pluspetrol Norte y de la evaluación de los registros fotográficos, presentados, esta Dirección concluye que la subsanación de la infracción acreditada carece de sentido, puesto que Pluspetrol Norte procedió a la disposición final de los residuos que se encontraban a en terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasen la capacidad del sistema de almacenamiento.

192. En tal sentido, no corresponde el dictado de una medida correctiva en el presente extremo.



d) Incumplimiento por no remitir en forma oportuna y completa la documentación requerida por el OEFA

193. Conforme se ha señalado en la presente Resolución, durante la Supervisión Especial 2012 y las Supervisiones adicionales de seguimiento se verificó que Pluspetrol Norte





remitió la información requerida fuera del plazo establecido por la Dirección de Supervisión.

- 194. Efectivamente, ha quedado acreditado que Pluspetrol Norte (i) presentó el 20 de febrero del 2013 la información solicitada en el primer requerimiento, habiendo tenido como fecha máxima de presentación el 16 de agosto del 2012, y (ii) presentó el 23 de noviembre del 2012 la documentación solicitada en el segundo requerimiento, habiendo tenido como fecha máxima de cumplimiento el 9 de noviembre del 2012.
- 195. En consecuencia, toda vez que ha quedado acreditada la presentación de la documentación solicitada por la Dirección de Supervisión, Pluspetrol Norte ha cumplido con subsanar la imputación materia de análisis. Por ello, no resulta pertinente la aplicación de una medida correctiva.
- 196. Cabe informar que de acuerdo a lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, luego de ordenadas las medidas correctivas, se suspenderá el procedimiento administrativo sancionador. Si la autoridad administrativa verifica el cumplimiento de las medidas correctivas ordenadas, el presente procedimiento administrativo sancionador concluirá. De lo contrario, se reanudará, habilitando al OEFA para imponer la sanción respectiva.
- 197. Finalmente, es importante señalar que de acuerdo al segundo párrafo del Numeral 2.2. del Artículo 2° de las Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, en caso los extremos que declaran la existencia de responsabilidad administrativa adquieran firmeza, serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia del administrado, sin perjuicio de su inscripción en el 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 el Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM;

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar existencia de responsabilidad administrativa de Pluspetrol Norte S.A., por la comisión de las siguientes infracciones:

N°	Conducta infractora	Norma que establece la obligación incumplida
1	Pluspetrol Norte no realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames.	Líteral g) del artículo 43° y artículo 47° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
2	Pluspetrol Norte no realizó acciones para prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro	Artículo 3° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el numeral 75.1 del Artículo 75° de la Ley General del Ambiente.
3	Pluspetrol Norte no ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido.	Artículo 56° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.





4	En el área donde ocurrió el derrame, el almacenamiento de residuos sólidos peligrosos se realizó a terreno abierto, a granel y en cantidades que rebasan la capacidad del sistema de almacenamiento.	Artículo 48° del Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM, en concordancia con el Artículo 39° del Reglamento de la Ley General de Residuos Sólidos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.
5	Pluspetrol Norte no presentó dentro del plazo la información solicitada por la Dirección de Supervisión del OEFA.	Rubro 4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD y modificatorias.

**Artículo 2°.-** Ordenar a Pluspetrol Norte S.A. en calidad de medidas correctivas que cumpla con lo siguiente:

N°	Conducta infractora	Medidas Correctivas		
		Obligación	Plazo de cumplimiento	Plazo para acreditar el cumplimiento
1	Pluspetrol Norte no realizó las inspecciones ni ejecutó el mantenimiento regular a las tuberías y al sistema de alta presión, a fin de minimizar riesgos de derrames.	Acreditar la inspección y el mantenimiento regular de las tuberías, al sistema de alta presión y a la válvula de seguridad de la motobomba.	Cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución.	Remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva: a) Informe de las acciones adoptadas a fin de efectuar los mantenimientos preventivos y correctivos a sus tuberías que transportan petróleo crudo del Oleoducto Corrientes – Saramuro del Lote 8. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Programas de Mantenimiento reportados a la autoridad competente.
2	Infracción N° 2: Pluspetrol Norte no realizó acciones para prevenir, mitigar o minimizar el impacto ambiental negativo generado en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro	Identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas por el derrame, ubicadas en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro.	Cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución	Remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva: a) Informe de las acciones adoptadas a fin de identificar, caracterizar y remediar las áreas impactadas por el derrame, ubicadas en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Estándares de Calidad Ambiental para suelo y agua vigentes.
3	Infracción N° 3: Pluspetrol Norte no ejecutó su cronograma de actividades de remediación, dentro del plazo establecido			b) Cronograma de cumplimiento para identificar, caracterizar y





				<p>remediar, según corresponda, las áreas impactadas por el derrame, en el área de la Progresiva 3 + 814 Línea "A" del Oleoducto Corrientes – Saramuro. Dichas acciones deben ser adoptadas conforme a los Estándares de Calidad Ambiental para suelo y agua vigentes, y ser reportadas de manera mensual hasta la culminación del cronograma establecido.</p>
--	--	--	--	--

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

**Artículo 4°.-** Informar a Pluspetrol Perú Corporation S.A. que el cumplimiento de la medida correctiva ordenada será verificado 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°.-** Declarar que no resulta pertinente el dictado de medidas correctivas para las infracciones administrativas N° 4 y 5 señaladas en el Artículo 1° de la presente resolución, de acuerdo a lo señalado en la parte considerativa de la presente Resolución; en aplicación de lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, que aprueba las "Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 - Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país".

**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 207° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, y en los Numerales 24.1, 24.2 y 24.3 del Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

**Artículo 7°.-** Informar a Pluspetrol Norte S.A. que el recurso de apelación que se interponga contra la medida correctiva ordenada se concederá con efecto suspensivo, conforme a la facultad establecida en el Numeral 24.6 del Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación






y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD<sup>83</sup>.

**Artículo 8°.-** Disponer la inscripción de la presente resolución en el Registro de Actos Administrativos, sin perjuicio de que si esta adquiere firmeza, el extremo que declara la responsabilidad administrativa será tomado en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo a la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.



Regístrese y comuníquese.

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

ffo



<sup>83</sup> Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD  
*"Artículo 24.- Impugnación de actos administrativos*  
24.4 *La impugnación de la medida correctiva se concede sin efecto suspensivo, salvo que la Autoridad Decisora disponga lo contrario."*