



EXPEDIENTE N° : 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.
UNIDAD PRODUCTIVA : TRAMO II DEL OLEODUCTO NORPERUANO
UBICACIÓN : DISTRITO Y PROVINCIA DE BAGUA,
DEPARTAMENTO DE LORETO
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
MATERIA : RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Lima, 28 de marzo del 2018

VISTOS: la Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI (en lo sucesivo, **la Resolución**) del 15 de noviembre del 2017 y los escritos del 12 y 22 de diciembre del 2017 (en lo sucesivo, **Recurso de Reconsideración**) presentado por Petróleos del Perú – Petroperú S.A. (en lo sucesivo, **Petroperú**); y,

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. Mediante la Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI¹ emitida el 15 de noviembre del 2017 y notificada el 20 de noviembre del 2017, la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (ahora, Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos, en lo sucesivo, **DFAI**) del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, **OEFA**) declaró la responsabilidad administrativa de Petroperú al haberse acreditado que:

- Petroperú incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+400² del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, toda vez que no cumplió con realizar (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, (ii) Inspecciones geométricas, (iii) Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente, (iv) Realización de Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica y (v) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno. Dicha conducta se encuentra tipificada en el Numeral 3.4.4 de la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.



¹ Folios del 002026 al 002054 del Expediente.

² Cabe precisar que de acuerdo a lo indicado en el numeral 68 de la Resolución, en el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales Petroperú consignó como referencia de ubicación del punto donde ocurrió el derrame al kilómetro 504+400 del Tramo II del Oleoducto Norperuano; sin embargo, en el Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado por el administrado se indicó que el derrame de petróleo crudo ocurrido el 21 de setiembre del 2013, tuvo como punto de referencia el kilómetro 504+053. Al respecto, conforme a lo mencionado en el numeral 69 de la Resolución, a través del Memorándum N° 7730-2017-OEFA/DS de fecha 10 de noviembre del 2017, la Dirección de Supervisión indica que se incurrió en un error material al haberse considerado, la progresiva declarada en el reporte preliminar de emergencias, en lugar de tomar en cuenta el km. 504+053 del Tramo II del ONP que fuera luego declarado por Petroperú en el Reporte Final de Emergencias Ambientales. De ahí que, a fin de realizar el análisis de los argumentos y medios de prueba presentados por Petroperú en el presente procedimiento sancionador, se tomará como punto de referencia el kilómetro 504+053.



2. El 12 de diciembre del 2017, Petroperú interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI³.
3. El 22 de diciembre del 2017, Petroperú ofrece como medio probatorio adicional a su recurso de reconsideración interpuesto el 12 de diciembre del 2017, el documento denominado "Informe Técnico para explicar las inspecciones ILI en la progresiva 504+053 del Tramo II del ONP"⁴.

II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

II.1 Determinar si es procedente el recurso de Reconsideración interpuesto por el administrado contra la Resolución Directoral

4. De acuerdo al Numeral 216.2 del Artículo 216° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en adelante, TUO de la LPAG)⁵, los administrados cuentan con un plazo de quince (15) días hábiles perentorios para interponer recursos impugnativos contra el acto administrativo que consideran causa agravio.
5. El Artículo 217° del TUO de la LPAG⁶, establece que el recurso de Reconsideración debe ser interpuesto ante el mismo órgano que dictó el acto materia de impugnación y además, debe ser sustentado en nueva prueba.
6. En el presente caso, el recurso de reconsideración fue interpuesto por Petroperú dentro del plazo legal⁷.
7. Asimismo, el administrado presentó las siguientes nuevas pruebas⁸:
 - Informe Técnico N° JMTO-MTU-821-2017, de fecha 8 de diciembre de 2017, elaborado por el Ing. César Iparraguirre Guevara, Supervisor de Tubería de Petroperú (en lo sucesivo, **Informe Técnico N° 1**).
 - Informe técnico para explicar las inspecciones ILI en la progresiva 504+053 del Tramo II del ONP, elaborado por el Ing. César Iparraguirre Guevara,

³ Folios del 002056 al 002083 del Expediente.

⁴ Folios del 002084 al 002106 del Expediente.

⁵ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.
"Artículo 216°.- Recursos administrativos
(...)
216.2 El término para la interposición de los recursos es de quince (15) días perentorios, (...)."

⁶ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.
"Artículo 217°.- Recurso de reconsideración
El recurso de reconsideración se interpondrá ante el mismo órgano que dictó el primer acto que es materia de la impugnación y deberá sustentarse en nueva prueba. En los casos de actos administrativos emitidos por órganos que constituyen única instancia no se requiere nueva prueba. Este recurso es opcional y su no interposición no impide el ejercicio del recurso de apelación."

Al respecto, teniendo en cuenta que la Resolución fue notificada el 20 de noviembre del 2017, el último día para interponer recurso impugnativo vencia el 12 de diciembre del 2017; por lo que, al haberse presentado el Recurso de Reconsideración el 12 de diciembre del 2017, se verifica que Petroperú cumplió con el plazo legal para interponer el mismo.

⁸ Folios del 002063 al 002083 y del 002089 al 002106 del Expediente.



Supervisor de Tubería de Petroperú (en lo sucesivo, **Informe Técnico N° 2**).

8. Las pruebas antes mencionadas no obraban en el expediente, razón por la cual se consideran nuevas pruebas aportadas al presente procedimiento administrativo sancionador. Por consiguiente, se evaluará si estas desvirtúan el hecho imputado.
9. Considerando que el administrado presentó su Recurso de Reconsideración dentro de los quince (15) días hábiles establecidos en el Numeral 216.2 del Artículo 216° del TUO de la LPAG, y presentó nuevos medios probatorios, corresponde declarar procedente el referido recurso. Por consiguiente, se evaluará si el recurso interpuesto por el administrado amerita la modificación del pronunciamiento realizado por esta Dirección.

II.2. Análisis de si las nuevas pruebas aportadas desvirtúan la infracción imputada

10. A continuación, se analizarán los argumentos del recurso de reconsideración presentado por Petroperú.

II.2.1. Análisis del recurso de reconsideración

Única infracción imputada: Petroperú S.A. incumplió el compromiso establecido en su PAMA al no haber realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+400 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos, toda vez que no cumplió con realizar:

- (i) Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos.
- (ii) Inspecciones geométricas.
- (iii) Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.
- (iv) Realización de Inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica.
- (v) Monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.

11. En principio, de acuerdo a lo indicado en su recurso de reconsideración, Petroperú considera importante precisar, por un lado, que la ubicación del punto de la contingencia se halla entre las Estaciones Nos. 5 y 7 (exactamente, entre las Estaciones N° 6 y 7) del Tramo II del ONP; por otro lado, que las actividades de mantenimiento predictivo, correctivo y preventivo, se ejecutan no por progresivas, sino por tramos o secciones comprendidas entre estaciones.

- a) Medios probatorios ofrecidos para desvirtuar la conducta i) del único hecho imputado, referida a no realizar inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos

12. De acuerdo con Petroperú, la Resolución basa la imputación de este extremo en los siguientes considerandos:

"73. (...) se observa que Petroperú no presentó los registros de inspección que acrediten la ejecución de la inspección de pérdida de espesor con Raspatubo electromagnético al tramo II del Oleoducto Norperuano durante el periodo comprendido entre los años 1997 y 2003.



Asimismo, se debe precisar, que la información referida al año 2015 no resulta pertinente para el análisis de la responsabilidad del administrado ya que se refieren a un periodo posterior a la ocurrencia del derrame del 21 de setiembre del 2013."

(...)

(Considerando N° 75 – conclusión al Anexo N° 1) "(...) no acredita la evaluación de corrosión interna en la progresiva Km 504+053, toda vez, que no presenta ni detalla, la inspección en el tramo donde ocurrió el derrame. Tampoco, presenta los resultados finales de la inspección desde la Estación 5 a la Estación 7 (...)."

(...)

(Considerando N° 75 – conclusión al Anexo N° 2) "(...) se omitió secciones relevantes para la evaluación técnica respecto a la progresiva Km 504+053, como: Sección 10. Resultados de la inspección, Sección 7. Especificaciones de la inspección, Sección 6. Calidad de los Datos, Sección 6.6, Límites."

13. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 73 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 2, en el cual afirma que de acuerdo con los resultados de la Inspección ILI NFL del año 1997 y del 2003, ejecutados por la empresa ROSEN, se observó que la progresiva Km. 504+053 no presenta anomalías por pérdida de espesor por corrosión.
14. Sobre este punto, se advierte que los resultados de dichas inspecciones corresponden a un momento determinado de más de diez años antes de la ocurrencia del evento (21 de setiembre del 2013), razón por la cual, dada su antigüedad, no constituyen medios probatorios que puedan demostrar la ausencia de anomalías por pérdida de espesor de la progresiva Km. 504+053.
15. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 75 (conclusión al Anexo N° 1) de la Resolución, Petroperú también presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 2, en donde afirma que de acuerdo con los resultados de la Inspección ILI NFL del año 1997 y del raspatabo en la progresiva Km. 504+053, si no existen pérdidas de espesor por procesos corrosivos, sean internos y/o externos, en el punto de derrame, no serán registrados por el raspatabos, por ello, la información que adquiere este instrumento es sobre aquellos puntos donde exista una anomalía.
16. Al respecto, se debe precisar que los resultados de las inspecciones mencionadas en el párrafo anterior, corresponden al año 1997, esto es, dieciséis años antes de la ocurrencia del evento (21 de setiembre del 2013); por lo cual no pueden ser consideradas como un medio probatorio idóneo para acreditar que en el ducto no había pérdida de espesor a la fecha del evento.
17. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 75 (conclusión al Anexo N° 2) de la Resolución, Petroperú también presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 2 en mención, en donde afirma que de acuerdo con los resultados de la Inspección ILI NFL del año 2003 y del raspatabo en la progresiva Km. 504+053, si no existen pérdidas de espesor por procesos corrosivos, sean internos y/o externos, en el punto de derrame, no serán registrados por el raspatabos, por ello,





la información que adquiere este instrumento es sobre aquellos puntos donde exista una anomalía.

18. Al respecto, se debe precisar que los resultados de las inspecciones mencionadas en el párrafo anterior, corresponden al año 2003, esto es, diez años antes de la ocurrencia del evento (21 de setiembre del 2013); por lo cual no pueden ser consideradas como un medio probatorio idóneo para acreditar que el ducto no se encontraba pérdida de espesor a la fecha del evento.
19. Por lo que, teniendo en cuenta lo señalado en los numerales 14, 16 y 18 de la presente resolución, las nuevas pruebas presentadas por el administrado, no resultan suficientes para desvirtuar la conducta i) del único hecho imputado, consistente en no realizar inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos.
 - b) Medios probatorios ofrecidos para desvirtuar la conducta ii) del único hecho imputado, referida a no realizar inspecciones geométricas
20. De acuerdo con Petroperú, la Resolución basa la imputación de este extremo en los siguientes considerandos:

"79. De la revisión efectuada a los documentos presentados por Petroperú, se advierte que no presentó registros de medición que hagan referencia a la inspección geométrica del tramo II del Oleoducto Norperuano en los años 1988, 1991, 1996 y 1998."

(...)

"81. Al respecto, se debe considerar que Petroperú acreditó la ejecución de la inspección geométrica en el año 2012, mas no de las que señaló haber realizado durante los años 1988, 1991, 1996 y 1998 (...)."

"82. Los resultados se encuentran en distancias acumuladas de NOWSCO, y no hace una referencia (distancia GEOPIG) respecto a la progresivas del Oleoducto. Lo cual no permite evaluar los resultados correspondientes a la inspección geométrica de la progresiva Km 504+053."

21. A fin de desvirtuar lo señalado en los considerandos 79 y 81 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 2, en el cual afirma que de acuerdo con los resultados de la Inspección ILI Geométrica del año 1988 ejecutado por la empresa TDW (servicio ejecutado en el año 1992), y del año 1996 ejecutado por la empresa NOWSCO, se observó que no se reportan anomalías en la progresiva Km. 504+053. Asimismo, afirma que de acuerdo a los resultados de la Inspección ILI Geométrica del año 1998 ejecutado por la empresa BJ, se observó que en este año solo se reportan las zonas con movimiento, y según lo indicado la progresiva Km. 504+053 no se encuentra reportada, por lo tanto, no existen áreas con movimientos que influyan sobre esta progresiva.

22. Al respecto, se verifica que el administrado solo remitió resultados de las inspecciones ILI Geométrica de los años 1992, 1996 y 1998. En estos casos, no se reportaron anomalías en la tubería en la progresiva Km 504+035 del Tramo II del ONP. Sin embargo, el administrado no remitió resultados de las inspecciones de los años 1988 y 1991.





23. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 82 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 2, en el cual afirma que de acuerdo con los resultados de la Inspección ILI Geométrica del año 1996, ejecutado por la empresa NOWSCO, se adjunta la figura 11 que representa el trazo de la tubería, la parte superior y punteada muestra la vista de planta de la tubería, es decir cómo se ve la tubería, si estuviera sobre el terreno. En la parte inferior se muestra el perfil de la tubería, es decir la variación de alturas de cada punto del ducto.
24. Al respecto, a partir de la figura antes mencionada, se muestra la representación registrada por la herramienta del estado de la tubería en un tiempo inicial determinado. No obstante, en el Informe Técnico N° 2 se recomienda realizar una segunda inspección para una comparación del nuevo trazo de la tubería, de manera tal que se puedan medir los esfuerzos y desplazamientos del trazo de la tubería entre la línea base y la segunda inspección.
25. Por lo que, teniendo en cuenta lo señalado en los numerales 22, 23 y 24 de la presente resolución, la nueva prueba presentada por el administrado, no resulta suficiente para desvirtuar la conducta ii) del único hecho imputado, consistente en no realizar inspecciones geométricas.
- c) Medios probatorios ofrecidos para desvirtuar la conducta iii) del único hecho imputado, referida a no realizar la transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con Escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente
26. De acuerdo con Petroperú, la Resolución basa la imputación de este extremo en el siguiente considerando:
- “84. Al respecto cabe indicar que las actividades de mantenimiento indicadas en el Informe Técnico N° JOPE-OBY-044-2017, corresponde al registro de los lanzamientos de raspatubos separadores-limpiadores, que se realizan con una periodicidad continua, motivo por el cual no es un documento pertinente para este extremo de las actividades de mantenimiento (Transmisión a través del Oleoducto de Raspatubos con de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente).”*
27. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 84 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 1, en donde afirma que realizó la ejecución de todas las acciones necesarias para ejecutar actividades de limpieza del ducto, comprendidas como acciones de mantenimiento dispuestas por norma especial.
28. Para sustentar lo indicado, el administrado invoca la modificación del Impacto N° 19 de su PAMA, el cual recoge como compromiso ambiental el siguiente: *“1.7 Transmisión a través del oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.”*
29. Asimismo, refiere que conforme a lo señalado en el Informe Técnico N° 1, *“Los raspatubos de limpieza indicados en el PAMA son utilizados para remover los sedimentos que se pueden albergar en la superficie interna del ducto con la finalidad de evitar la proliferación de bacterias en estos conglomerados y a su vez*





evitar la corrosión por baterías del ducto. Esta limpieza se puede realizar con diversas herramientas mecánicas, entre ellas tenemos: Los raspatubos con escobillas metálicas, raspatubos con escobillas de poliuretanos y raspatubos de discos o cepas, cada cual realiza la misma función de remoción de sedimentos, por lo tanto, es indiferente utilizar cualquier herramienta de limpieza de estos tipos.”

30. Como respaldo normativo, invoca la definición de Raspatubo contenida en el Numeral 2.21 del Artículo 2° del Anexo I “Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos” del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM (en adelante, **Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos**), el cual lo define como un dispositivo o herramienta que se mueve a través del Ducto con el propósito de:
- Realizar la limpieza interna de la tubería (Raspatubo de limpieza).
 - Inspeccionar el grado de corrosión, defectos, deformaciones y su ubicación en el Ducto (Raspatubo inteligente).
 - Separar productos (Raspatubo separador, esfera).
 - Determinar la ubicación espacial del Ducto (Raspatubo de navegación inercial).
31. A partir de lo señalado en los numerales 27 a 30 de la presente resolución, Petroperú considera que la utilización de la técnica del Raspatubo de Limpieza es la idónea para realizar la limpieza interna del ducto, razón por la cual, debe ser considerada como una actividad de mantenimiento.
32. Al respecto, en el caso del ONP, se utilizan los raspatubos de escobillas metálicas y son utilizados con frecuencias de 2 meses o según los programas de bombeo, dado que cuando no hay bombeo difícilmente se podrán lanzar estos equipos para la función de limpieza. Para ello, se remiten las figuras N° 11 y 12, correspondientes a lanzamientos de raspatubos de escobillas metálicas desde la Estación 5 hacia la Estación 7. Por lo tanto, ambos reportes muestran que Petroperú habría realizado la limpieza de la tubería en los tramos comprendidos entre la Estación 5 hacia la Estación 7, pudiendo considerarse estas como actividades de mantenimiento; en consecuencia el administrado acredita el cumplimiento de la conducta iii) del único hecho imputado.
- d) Medios probatorios ofrecidos para desvirtuar la conducta iv) del único hecho imputado, referida a no realizar inspecciones visuales sobre el derecho de vía y monitoreo de los potenciales de protección catódica
33. De acuerdo con Petroperú, la Resolución basa la imputación de este extremo en los siguientes considerandos:

“108. Al respecto, se advierte que los primeros tres (3) puntos no corresponden a la ubicación de la progresiva materia de análisis y respecto al cuarto punto, se advierte que únicamente ha presentado información de la verificación física del derecho de vía de la progresiva Km. 504+081, documento que no corresponde al lugar donde se produjo el derrame del 21 de setiembre del 2013.”

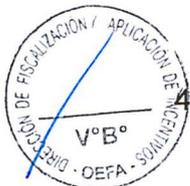
“114. En resumen, de la evaluación conjunta de los medios probatorios que obran en el expediente, se observa que Petroperú solo ha acreditado





el monitoreo de potencial catódica durante el año 2012; sin embargo, en concordancia con la Norma ANSI/ASME B31.4 dicha ejecución no permite determinar si el sistema de protección catódica está operando de forma adecuada y si es que las líneas enterradas y sumergidas están protegidas de acuerdo con el criterio aplicado (...)."

34. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 108 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 1, en donde afirma que no se cuenta con medio probatorio que demuestre la ejecución de una verificación física del derecho de vía correspondiente al punto de la contingencia, ya que en esta progresiva no se detectó problema alguno y la realización de tales acciones preventivas se encuentran supeditadas a la identificación de problemas, lo cual no sucedía en la progresiva en cuestión.
35. Para sustentar lo indicado, el administrado adjunta al Informe Técnico N° 1 los reportes del año 2013 de los problemas encontrados en la progresiva Km 496 y 503, demostrando el cumplimiento establecido. Al respecto, señala que se puede apreciar que no se identificaron problemas relevantes en la progresiva Km 504+053, sino más bien en otras progresivas cercanas.
36. Al respecto, se tiene que las inspecciones visuales realizadas dieron como resultado que la progresiva Km 496+136, presentó un riesgo potencial alto, y la progresiva 503+397 un riesgo potencial bajo. No obstante, esta información no constituye un medio probatorio idóneo para desvirtuar este extremo de la conducta iii) del único hecho imputado, toda vez que las inspecciones fueron realizadas con fecha posterior al evento y, además, tampoco corresponden a la progresiva donde ocurrió el evento (Km 504+053).
37. A su vez, Petroperú adjunta el Informe de Verificación Física del Derecho de Vía correspondiente a la progresiva Km. 496+136 y 503+397, señalando que "(...) en ambas se ejecutaron acciones de inspección física debido a que se detectó un problema necesario de ser atendido, por ello, es que no contamos con medio probatorio que demuestre la ejecución de una verificación física del derecho de vía correspondiente al punto de la presente contingencia, ya que, en esta progresiva no se detectó problema alguno y la realización de tales acciones preventivas se encuentran supeditadas a la identificación de problemas, lo cual no sucedía en la progresiva en cuestión."
38. Si bien el administrado indica que la Verificación Física del Derecho de Vía correspondiente a la progresiva Km. 496+136 y 503+397, se debió a que se detectó problemas necesarios de ser atendidos, sin embargo, no se adjunta el documento que señale las progresivas evaluadas y que la progresiva Km. 496+136 y 503+397 requieren atención.
39. A fin de desvirtuar lo señalado en el considerando 114 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 1, en donde afirma que se ejecutaron acciones de mantenimiento al ducto de conformidad con el Artículo 54° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, cumpliendo con los niveles de protección catódica adecuados, según los criterios de la norma NACE SP-0169.
40. Para sustentar lo indicado, el administrado refiere que existe un adecuado nivel de protección catódica del ducto, en cumplimiento de la norma NACE SP-0169.





41. Según el reporte de inspección CIPS-DCVG del Km. 503 al 504 del año 2012, registró un potencial entre la tubería y el electrólito de -764 mV (potencial OFF), nivel que cumple con los criterios de la norma NACE SP-0169, por lo que el administrado indica que la progresiva presentaba niveles de protección de acuerdo a la norma. Sin embargo, según la norma NACE SP-0169, indica que en el recorrido de la tubería existen la presencia de bacterias sulfato-reductoras, por tal motivo los niveles de protección catódica deben estar en -950mV para el potencial Off mínimo de polarización sugerido en el estándar NACE SP0169-07.
42. Asimismo, el administrado remite cuadros que evidenciarían los reportes finales de levantamiento de potenciales, en donde se especifica el resultado para la progresiva donde ocurrió la presente contingencia ambiental. De los reportes finales presentados por Petroperú, correspondientes al año 2005, 2006, 2007 y 2011, se observa que los potenciales mV están dentro del valor recomendado por la norma NACE SP0169-07, en consecuencia el administrado acredita el cumplimiento de este extremo de la conducta iii) del único hecho imputado.
- e) Medios probatorios ofrecidos para desvirtuar la conducta iv) del único hecho imputado, referida a no realizar monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno
43. De acuerdo con la Resolución, la imputación de este extremo se basa en los siguientes considerandos:

“ 122. El monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno permite determinar el nivel de corrosividad de un suelo, ya que está directamente relacionado con la cantidad total de sales disueltas. Es decir, suelos con baja resistividad aumentan las reacciones de corrosión. La medida de resistencia del terreno se realiza mediante electrodos que introducen corriente al suelo, con la finalidad de valorar el grado de corrosión del suelo respecto a la tubería (indica la corrosividad que posee el medio que rodea a la tubería) y determinar las zonas que requieran mayor protección catódica.

123. Al respecto, Petroperú en su escrito de descargos señaló que la resistividad de los suelos se realiza cuando se rediseña un sistema de protección catódica, el cual ha considerado efectuar recién en periodo comprendido entre los años 2016-2018. Sin embargo, de la revisión del cuadro resumen y del Avance del Plan de Mantenimiento presentado a OSINERGMIN con carta ADOL-USIPA-051-2011 del 28 de febrero de 2011, se advierte que Petroperú rediseñó el sistema de protección catódica de la tubería en el tramo II en el año 2010. En tal sentido, el administrado se encontraba en la obligación de realizar el monitoreo de resistencia eléctrica del terreno en dicho año, tres años antes de la rotura del ducto y posterior derrame de petróleo crudo.

124. En consecuencia, se concluye que Petroperú no acreditó la realización de monitoreo de resistencia eléctrica del terreno correspondiente al tramo II del Oleoducto Norperuano, previo al año 2013.

125. Cabe señalar que el administrado en los descargos al Informe Final, adjunta el documento denominado “Respuesta ‘a OEFA progresiva’ 504+400 (504+053)”, en el cual reitera sus argumentos de defensa que ya han sido desvirtuados en los párrafos anteriores del presente extremo





del PAS. Igualmente, se reitera que el administrado no ha presentado medio probatorio alguno que haga referencia a la ejecución, debido a que a pesar que el compromiso no señala una frecuencia, el administrado debió presentar algún medio probatorio de su realización.

126. Por lo expuesto, Petroperú no realizó el monitoreo de la resistencia eléctrica del terreno.”

44. A fin de desvirtuar lo señalado en los considerandos 122 a 126 de la Resolución, Petroperú presenta como nueva prueba el Informe Técnico N° 1, en donde afirma que existe una justificación técnica por la cual no resulta aplicable la “medición de la resistencia eléctrica del terreno”.
45. En efecto, la resistencia eléctrica del terreno sirve para determinar el diseño de la puesta a tierra en instalaciones nuevas. Son varios los factores que determinan la resistividad de los suelos, entre ellos: la naturaleza de los suelos, la humedad, la temperatura del terreno, la concentración de sales disueltas, la compactación del terreno y la estratificación del terreno. Por lo que, desde el punto de vista técnico, la medición de la resistencia eléctrica del terreno no sería del todo determinante; sin embargo, siendo un compromiso ambiental asumido por el administrado, se hace necesario su cumplimiento al constituir una obligación ambiental fiscalizable.
46. En atención a los antes señalado, se concluye que los nuevos medios probatorios aportados por el administrado, no generan convicción de que efectivamente el administrado haya realizado las acciones de mantenimiento al tramo II donde se ubica el kilómetro 504+053 del Oleoducto Norperuano, a efectos de prevenir derrames de hidrocarburos.
47. En consecuencia, corresponde declarar infundado el recurso de reconsideración interpuesto por Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. por los fundamentos antes expuestos.

En uso de las facultades conferidas en los Literales e) y o) del Artículo 60° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2017-MINAM y de lo dispuesto en el artículo 6° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar infundado el Recurso de Reconsideración interpuesto por Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. contra la Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI del 15 de noviembre del 2017.

Artículo 2°.- Informar a Petróleos del Perú S.A. – Petroperú S.A. que contra lo resuelto en la presente Resolución es posible la interposición del recurso de apelación ante la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contado a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 216° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS y en el Artículo 24° del





PERÚ

Ministerio
del Ambiente

Organismo de
Evaluación y
Fiscalización Ambiental

Resolución Directoral N° 613 -2018-OEFA/DFAI

Expediente N° 341-2014-OEFA/DFSAI/PAS

Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 027-2017-OEFA/CD.

Regístrese y comuníquese.

.....
Eduardo Melgar Córdova
Director de Fiscalización y Aplicación de Incentivos
Organismo de Evaluación y
Fiscalización Ambiental - OEFA

9

