

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1698-2018**

Lima, 10 de julio del 2018

VISTOS:

El expediente N° 201400118906, conteniendo el Informe de Instrucción N° DSHL-669-2017, del 27 de septiembre de 2017 y el Informe Final de Instrucción N° IFIN-010-2017-ABS, de fecha 20 de abril de 2018, por presuntos incumplimientos a la normativa del sub sector hidrocarburos vigente, por parte de **PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERÚ S.A.** (en adelante, **PETROPERÚ**), identificada con Registro Único de Contribuyentes (RUC) N° 20100128218.

CONSIDERANDO:

1. El 20 de marzo de 2015, Osinergmin realizó una primera visita de supervisión operativa a las instalaciones del Terminal Submarino Multiboyas de Operaciones Talara, operado por la empresa **PETROPERÚ**, con el fin de evaluar las líneas submarinas de los tramos Norte y Sur, suscribiendo la carta de visita N° 0139701-GFHL y solicitándole a la citada empresa, la siguiente información:
 - (i) Registros del cumplimiento de la gestión del Sistema de Integridad de Ductos.
 - (ii) Plan de Operación y Mantenimiento.
 - (iii) Programa de mantenimiento del ducto.
 - (iv) Resultados de la ejecución de los programas de mantenimiento del año 2014.
2. Con fecha 27 de marzo del 2015, mediante Carta N° RTAL-0109-2015, **PETROPERÚ** remitió documentos solicitados en la carta de visita N° 0139701-GFHL, según se detallan a continuación:
 - Reemplazo de tramo de 250 pies de línea Submarina Sur, tramo terrestre, en el área desde la bomba P-291 hasta la Estación Contra incendios de Refinería Talara, efectuado en setiembre 2013. Adjuntó Orden de Trabajo y recomendación de Ingeniería N° RX 465-2013.
 - Reemplazo de tramo de 945 pies de la línea submarina Norte, tramo terrestre, ubicado al lado sur del tanque 293 hasta el cerco perimétrico de Refinería Talara, efectuado del 4 de febrero al 3 de abril del 2014. Adjuntó acta de recepción final del servicio.
3. Mediante con carta N° SRTL-022-2017, con registro de ingreso N° 201600162782 del 23 de enero del 2017, **PETROPERÚ** remitió al Osinergmin el Cronograma de Ejecución de las actividades de sus ductos, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 453-2016-MEM/DM¹, en particular, de los Oleoductos: Folche-Patio de Tanques Tablazo (PTT),

¹ Mediante Resolución Ministerial N° 453-2016-MEM/DM, promulgado el 28 de octubre de 2016 y publicado el 1 de noviembre de 2016, se exonera temporalmente el cumplimiento de los artículos N° 17°, 18°, 21°, 41°, 43°, 57°, 58°, 62° y Única Disposición Complementaria, del Anexo 1 y de los artículos del Anexo 2 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, de acuerdo a un cronograma de adecuación que deben presentar los Operadores de Ductos de hidrocarburos, en el lapso de 60 días hábiles contados a partir del 1 de noviembre de 2016.

Estación de Bombeo 172 a Patio de Tanques Tablazo (PTT), Overales a Patio de Tanques Tablazo (PTT), y las líneas submarinas de la Refinería de Talara.

4. Posteriormente, los días 9 y 10 de febrero de 2017, Osinergmin efectuó una segunda visita de supervisión operativa al Terminal Submarino Multiboyas de Operaciones Talara, operado por **PETROPERÚ**, incluyendo las líneas submarinas de los tramos norte y sur, con el fin de evaluar el estado actual de la integridad mecánica de dichas líneas
5. Por medio del Oficio N° 2403-2017, notificado el 10 de octubre de 2017, se le comunicó a **PETROPERÚ** el Inicio del Procedimiento Administrativo Sancionador, adjuntando el Informe de Instrucción N° DSHL-669-2017, del 27 de septiembre de 2017, en el cual se detallan y sustentan las imputaciones materia del presente procedimiento administrativo, de acuerdo a lo detallado en el siguiente cuadro:

N°	Presunto Incumplimiento	Base Legal	Obligación Normativa
1	<p>De la evaluación realizada al documento presentado por PETROPERÚ, y de la visita operativa realizada del 09 al 10 de febrero de 2017, a las instalaciones del Terminal Submarino Multiboyas de Operaciones Talara, se ha detectado lo siguiente:</p> <p>A pesar del tiempo transcurrido (9 años) desde la vigencia del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo 081-2007-EM, y la existencia de áreas de alta consecuencia por donde atraviesan las dos (02) líneas submarinas existentes y operativas del mencionado terminal, la empresa operadora no cuenta con un Estudio de Riesgos de tales líneas submarinas, actualizado y aprobado, que determine los riesgos inherentes durante su operación y los planes de mitigación para evitarlos o minimizarlos.</p>	<p>Artículo 15° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.</p>	<p>“Requisitos para la Concesión a solicitud de parte (...) El EIA y el Estudio de Riesgos deberán encontrarse aprobados antes de iniciar las actividades de construcción. El Estudio de Riesgos deberá contar con un informe técnico favorable de Osinergmin y deberá incluir la etapa de construcción e instalación, así como la etapa de la Puesta en Operación Comercial. Asimismo, la propuesta tarifaria deberá ser aprobada antes de iniciar el Servicio de Transporte.”</p>
2	<p>De la evaluación realizada al documento presentado por la empresa, y de la visita operativa realizada del 09 al 10 de febrero de 2017, a las instalaciones del Terminal Submarino Multiboyas de Operaciones Talara, se ha detectado lo siguiente:</p> <p>Las bombas de impulsión, instaladas en la Casa de Bombas N° 7 de la Refinería de Talara, que operan durante la carga de hidrocarburos hacia el Buque Carga,</p>	<p>Literal d) del artículo 24° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.</p>	<p>“Disposiciones para la instalación de Estaciones (...) d) Las Estaciones deberán contar con sistemas de parada de emergencia de operación manual y automática, que detecte condiciones anormales o inseguras y ejecute automáticamente las acciones pertinentes. Las Estaciones de compresión deben tener un sistema de venteo a la atmósfera por sobrepresión.</p>

N°	Presunto Incumplimiento	Base Legal	Obligación Normativa
	no cuentan con paradas de emergencia de operación manual y automática que detecten condiciones anormales del sistema de bombeo, y pueda ejecutar automáticamente las acciones pertinentes con el fin de minimizar las consecuencias, ante la ocurrencia de posibles emergencias, sea por fenómeno natural, falla operativa o mala maniobra del buque.		(...)"
3	<p>De la evaluación realizada al documento presentado por PETROPERÚ, y de la visita operativa realizada del 09 al 10 de febrero de 2017, a las instalaciones del Terminal Submarino Multiboyas de Operaciones Talara, se ha detectado lo siguiente:</p> <p>Del reporte de registros de medidas de potenciales de las líneas submarinas, del periodo 16 de mayo de 2016, se observa que dichas líneas se encontraban protegidas contra la corrosión exterior; en cambio, en el período 10 de febrero de 2017, se encontró fuera de especificación (-774 mV, línea sur y -682 mV, línea norte), según se pudo verificar durante la visita operativa in-situ.</p>	<p>Artículo 92° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.</p>	<p>"Normas aplicables para el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de transporte Las Normas que se indican a continuación son de aplicación en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte en su versión vigente al momento de desarrollar la actividad normada, en todas las que no se opongan a las normas nacionales. (...) NACE RP0169 Recommended Practice for Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System. (...)"²</p>

6. El 17 de octubre del 2017, la empresa **PETROPERÚ** remitió los descargos correspondientes a las imputaciones contenidas en el Informe de Instrucción N° DSHL-669-2017, notificado el 10 de octubre del 2017, mediante Oficio N° 2403-2017.

² **NACE RP0169-2013 Recommended Practice for Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System:**

6.2.1 *Criteria for Steel and Gray or Ductile Cast-Iron Piping.*

(...)

6.2.1.3. - *A structure-to-electrolyte potential of -850 mV or more negative as measured with respect to a saturated copper/copper sulfate (CSE) reference electrode. This potential may be either a direct measurement of the polarized potential or a current-applied potential. Interpretation of a current-applied measurement requires consideration of the significance of voltage drops in the earth and metallic paths.*

Que traducido señala lo siguiente:

6.2.1 *Criterios para tuberías de acero y fundición gris o dúctil.*

(...)

6.2.1.3. - *Potencial de estructura a electrolito de -850 mV o más negativo medido con respecto a un electrodo de referencia de sulfato de cobre / cobre saturado (CSE). Este potencial puede ser una medición directa del potencial polarizado o un potencial aplicado en la actualidad. La interpretación de una medición aplicada, en la actualidad, requiere considerar la importancia de las caídas de tensión en tierra y las trayectorias metálicas.*

7. Con fecha 20 de abril de 2018, se emitió el Informe Final de Instrucción N° IFIN-010-2017-ABS, el cual concluyó, entre otro, archivar el procedimiento administrativo sancionador, respecto de los presuntos incumplimientos N° 1 y 3.
8. Mediante Oficio N° 1170-2018-OS-DSHL/USTD, notificado el 10 de mayo de 2018, se le comunica a la empresa **PETROPERÚ** el Informe Final de Instrucción N° IFIN-010-2017-ABS, de fecha 20 de abril de 2018, otorgándole el plazo de cinco (05) días hábiles para la presentación de sus descargos correspondientes.
9. Con Carta N° S/N, ingresada el 16 de mayo de 2018, la empresa **PETROPERÚ** solicitó al Osinergmin una ampliación de plazo a fin de que den respuesta al Oficio N° 1170-2018-OS-DSHL/USTD; confiriéndosele la prórroga por única vez, de diez (10) días adicionales, con Oficio N° 1256-2018-OS-DSHL-USTD, notificado el 21 de mayo del 2018.
10. Mediante Carta N° S/N, ingresada el 17 de mayo de 2018, **PETROPERÚ** presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción N° IFIN-010-2017-ABS.
11. Con Carta N° S/N, ingresada el 18 de mayo de 2018, la empresa **PETROPERÚ** presenta información adicional a su carta N° S/N de fecha 17 de mayo de 2018.

De los descargos presentados al Informe Final de Instrucción

12. La empresa fiscalizada refiere que la Refinería Talara cuenta con un Estudio de Riesgos desarrollado por la empresa TEMA S.A.C., el cual considera dentro de su alcance las actividades que se desarrollan en el Terminal Submarino Multiboyas y que fue alcanzado a Osinergmin mediante Carta N° SOTL-0232-2017 de fecha 10 de julio de 2017, para su aprobación. Mediante Oficio N° 3363-2017-OS-DSHL de fecha 24 de agosto de 2017, Osinergmin informó que de acuerdo con lo dispuesto en el D.S. N° 017-2015-EM, que modifica los artículos 19° y 20° del Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos. Aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007, no tiene la competencia para aprobar los Estudios de Riesgos y los Planes de Contingencia. Asimismo, adjunto el Informe Técnico N° DSHL-PR-0052-22-2017-EGBM, en el cual concluye que el Estudio de Riesgos presentado por **PETROPERÚ** no cumple con la normatividad vigente, debiendo considerar los argumentos señalados en dicho informe. Asimismo, la empresa fiscalizada refiere que, en el citado informe, indican recomendaciones al Estudio de Riesgos que deben ser subsanadas, en las cuales no consideraron como recomendación la instalación de un sistema de parada de emergencia como salvaguarda frente a los peligros detectados en las operaciones que se desarrollan en el Terminal Submarino Multiboyas.
13. Por otro lado, precisa que las bombas de la Casa de Bombas N° 7 son centrífugas, y por principio de funcionamiento, el mayor valor de presión que alcanza es su máxima presión de descarga, la cual se da cuando su flujo es cero (curva de operación de la bomba); esto, a diferencia de las bombas de desplazamiento positivo, que aumentan la presión hasta valores muy altos, pudiendo generar con mayor riesgo una fuga en algún punto débil del sistema de descarga. Por su parte, en la operación de las líneas submarinas, el mayor riesgo identificado es el derrame de hidrocarburos en mar, producto de un fenómeno natural anormal (oleaje anómalo, vientos fuertes, etc.), operativo o mala maniobra de los buques; en este caso la presión de las líneas submarinas van a caer repentinamente y, de ser el caso, tener instalado un sistema de parada de emergencia por alta presión, no garantiza la parada de la bomba, porque no se generará en ningún momento una alta presión.

En tal sentido, refieren que, en su momento, se consideró implementar un sistema de parada de emergencia mecánico-eléctrico con relees en la Casa de Bombas N° 7; sin embargo, se desestimó esta propuesta debido a que una forma más eficiente de minimizar las consecuencias frente a posibles ocurrencias que pudieran generar situaciones de riesgo durante la operación de las líneas submarinas, es implementar un sistema de control automático de parada de emergencia asociado a válvulas con bloqueo automático, que permitiría el cierre automático de las válvulas más cercanas al Terminal Submarino y posterior parada de las bombas de carga. Esto se encuentra en proceso de implementación y a la fecha se cuenta con la Ingeniería Conceptual (Expediente Técnico JTING-011-2017 REV-1) y en proceso de elaboración de la Ingeniería Básica, para su posterior implementación.

14. Asimismo, la empresa fiscalizada refiere que la implementación del mencionado sistema de parada de emergencia con válvulas de bloqueo automático, se está integrando dentro de la actividad de motorización de las válvulas manuales que se encuentran dentro del Plan de Trabajo (Informe Técnico N° JALM-014-2017) adoptado por **PETROPERÚ** para garantizar la integridad e operatividad de las actuales Líneas Submarinas; habiendo sido remitido a Osinergmin mediante Carta SOTL-0152-2017 de fecha 06.04.2018 y aprobado con Oficio N° 1408-2017-OS-DSHL de fecha 17.04.2017. Los avances de este plan de trabajo son reportados trimestralmente a su representada y tienen como plazo de ejecución hasta mayo del 2019.
15. Asimismo, la empresa fiscalizada afirma que viene tomando medidas de control operativas que garanticen una operación segura en el Terminal Submarino Multiboyas:
 1. Para garantizar la operatividad e integridad en las líneas submarinas, se ha disminuido la presión a 80 PSI.
 2. Antes de cada periodo de bombeo, se efectúa una prueba de hermeticidad a 1.25 veces la MAOP (100 psi), durante el lapso mínimo de una hora.
 3. Durante la operación de las líneas submarinas efectúan patrullajes permanentes (recorrido en lancha y buzos).
 4. Tendido de barreras de contención.- terminado las operaciones de amarre en el Terminal Submarino y antes de iniciar las operaciones de carga y descarga de hidrocarburos, con apoyo de la lancha, se tiende la barrera de contención.
 5. En el año 2017 se realizaron pruebas hidrostáticas para verificar la resistencia mecánica de las líneas, en la cual estuvo presente personal de Osinergmin, con resultados satisfactorios.
 6. Cuando las condiciones marítimas presentan una anomalía, no se permiten que se desarrollen las operaciones de carga y descarga a través de los cierres temporales de los puertos, la cual minimiza los riesgos.
16. Finalmente, la empresa fiscalizada manifiesta que los motores de impulsión de las bombas de la Casa de Bombas N° 7 cuentan con rele de protección, que al detectar una sobrecarga en el motor -lo cual puede asociarse a un sobre presionamiento en la descarga de la bomba-, ordena parar el motor y por ende la bomba.

Análisis de los descargos al Informe Final de Instrucción

17. Es materia de análisis del presente procedimiento administrativo sancionador evaluar técnica y jurídicamente los medios probatorios adjuntos al mismo, y otras consideraciones que resulten necesarias para determinar la existencia de infracciones administrativas sancionables, teniendo en cuenta la evaluación efectuada por el Órgano Instructor, quien realizó una propuesta de sanción para el incumplimiento N° 2, detallado en el numeral 1.5 de la presente resolución; propuesta que fue comunicada a la empresa fiscalizada a través del Oficio N° 1170-2018-OS-DSHL/USTD, notificado el 10 de mayo de 2018.
18. Respecto al argumento de la empresa fiscalizada descrito en el numeral 12 de la presente resolución, es pertinente dar cuenta de que, en primer lugar, el contenido del Estudio de Riesgos no exime de ninguna forma a las empresas que realizan actividades de hidrocarburos, del cumplimiento de sus obligaciones normativas. Por otro lado, es pertinente acotar también que, conforme se ha referido en reiteradas resoluciones del Tribunal de Apelaciones y Sanciones en Temas de Energía y Minería - TASTEM, las empresas que realizan actividades de hidrocarburos cuentan con suficiente capacidad técnica para conocer sus obligaciones, por lo que la empresa fiscalizada no puede alegar que no cumplió con la obligación establecida en el literal d) del artículo 24° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM, debido a que esta no fue detallada como observación al Estudio de Riesgos de la Refinería Talara. En tal sentido, los descargos realizados por la empresa fiscalizada en este extremo, no desvirtúan la responsabilidad administrativa derivada del incumplimiento bajo análisis.

Sin perjuicio de lo arriba señalado, cabe referir también que, del objetivo del Informe Técnico N° DSHL-PR-0052-22-2017-EGBM, se aprecia que este informe muestra los resultados de la evaluación de los descargos del Estudio de Riesgos para las Actividades de Refinación y Almacenamiento de Refinería Talara, mas no para las actividades de Transporte de hidrocarburos líquidos por ductos de dicha refinería. Por tal motivo, no es conforme decir que el Osinegmin no considero como recomendación la instalación de un sistema de parada de emergencia como salvaguarda frente a los peligros detectados en las operaciones que se desarrollan en el Terminal Submarino Multiboyas, ya que no está dentro del alcance de la revisión y/o evaluación de dicho Informe Técnico.

19. Con relación al argumento de la empresa fiscalizada descrito en el numeral 13 de la presente resolución, debemos dar cuenta de que la imputación materia de análisis no versa solo por no contar con un sistema de parada de emergencia por alta presión, sino por no contar con un sistema de parada de emergencias de operación manual y automática, que detecte condiciones anormales o inseguras y ejecute automáticamente las acciones pertinentes. Es decir, que, ante cualquier fuga, falla, maniobra y/o rotura que se presentara las bombas deberán de parar de manera automática o de manera manual. En tal sentido, lo alegado por la empresa en este extremo no desvirtúa la imputación materia de análisis.
20. Finalmente, respecto del sistema de control automático de parada de emergencia asociado a válvulas con bloqueo automático, para la cual la empresa **PETROPERÚ** viene elaborando la Ingeniería Básica, no tiene ninguna relación con el literal d) del artículo 24° del Anexo 1 de El Reglamento, ya que esta última sugiere que es la Estación de Bombeo la que debe contar con este sistema de parada de emergencia de operación manual y automática y lo que menciona el artículo 17° del Anexo 1 de El Reglamento es que las válvulas de bloqueo deberán tener actuadores con sistema de operación remota o sistemas de operación de cierre automático en las Áreas de Alta Consecuencia o que colinden con ella.

21. Siendo así, y habiendo analizado los descargos que ha presentado la empresa **PETROPERÚ**, con respecto al Informe Final de Instrucción N° IFIN-010-2017-ABS de fecha 20 de abril de 2018, corresponde en, este acto, ratificar los fundamentos consignados en el mismo, respecto de la determinación de responsabilidad administrativa de la empresa fiscalizada con relación al incumplimiento N° 2, así como respecto del archivo de los presuntos incumplimientos N°s 1 y 3. Finalmente, corresponde ratificar el referido informe, en relación al cálculo realizado para la determinación de la multa correspondiente al Incumplimientos N° 2; por lo que se procede a continuación, a determinar la sanción a imponer la empresa **PETROPERÚ**, en base al referido cálculo.

De la determinación de la multa a imponer

22. El primer párrafo del artículo 1º de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, Ley N° 27699, establece que toda acción u omisión que implique el incumplimiento de las leyes, reglamentos y demás normas, bajo el ámbito de competencia de Osinergmin, constituye infracción sancionable.
23. De conformidad con la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD, y el análisis de los descargos efectuados por la empresa **PETROPERÚ**, se procede a determinar la sanción que se aplicará respecto del incumplimiento N° 2, acreditado en presente procedimiento.
24. El numeral 25.1, del artículo 25, del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado por Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 040-2017-OS/CD³, establece los criterios que se consideran en los casos que corresponda graduar la sanción por haberse establecido un rango en la Escala de Multas y Sanciones; asimismo, la multa se calcula de conformidad con las pautas, criterios y metodología dispuestos en la Resolución de Gerencia General N° 352, siendo la fórmula a aplicar para la determinación de la multa, la siguiente:

$$M = \frac{B + \alpha D \times A}{P}$$

Donde:

- M = Multa estimada.
B = Beneficio generado por la infracción al cual se le descuenta el impuesto a la renta (costo evitado o postergado).
 α = Porcentaje del perjuicio que se carga en la multa administrativa.
D = Valor del perjuicio o daño provocado por la infracción.
 p = Probabilidad de detección.
A = $(1 + \sum Fi / 100)$ = Atenuantes y/o Agravantes.
Fi= Es el valor asignado a cada factor agravante o atenuante aplicable.

25. Dicha metodología ha sido sustentada en el Informe N° GFHL/DPD-148-2011 en base a los Documentos de Trabajo de la Oficina de Estudios de Osinergmin N°s 10, 18 y 20 y cuenta con el visto bueno de la referida Oficina, emitido a través del Memorando N° OEE-67-2011;

³ Vigente al momento de iniciado el presente procedimiento administrativo sancionador.

definiéndose en tales documentos, los siguientes factores que se utilizan para el cálculo de las sanciones:

- 25.1 **FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (P)**: Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.
- 25.2 **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (αD)**: En el presente caso no se considera el factor daño⁴, por lo que para efectos matemáticos, se atribuye a este valor el valor cero (0).
- 25.3 **VALOR DEL FACTOR A**: En el presente caso, no se ha reportado factores atenuantes y agravantes, por lo cual la sumatoria es igual a “cero”. De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.
- 25.4 **BENEFICIO ILÍCITO (B)**: En este caso, la metodología que se utilizará para el cálculo de la multa, considera un costo evitado debido a que las Bombas de Carga de la Casa de Bombas N° 7 de la Refinería Talara, que despacha hidrocarburos desde los tanques de la Refinería hacia el buque, no cuentan aún con un sistema de parada de emergencia de operación manual y automática ante las condiciones anormales del sistema de bombeo, con el fin de minimizar las consecuencias ante la ocurrencia de posibles emergencias, sea por fenómeno natural, falla operativa o mala maniobra del buque.

En ese sentido, de acuerdo a lo señalado en el párrafo precedente, se observa que la empresa fiscalizada ha incumplido el literal d), del artículo 24º, del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Asimismo, la obtención del factor B para la correspondiente multa, se efectúa de conformidad con lo señalado en el cuadro siguiente.

Incumplimiento N° 2:

Presupuestos	Monto del presupuesto (US\$)	Fecha de subsanación	IPC - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
Costo Evitado de 01 Supervisor Gerencia, Refinería PETROPERÚ.	848,00	No aplica	246,82	243,60	836.95
Costo Evitado de 01 Supervisor Técnica, Refinería PETROPERÚ.	1 752,00	No aplica	246,82	243,60	1 729.17
Costo Evitado de 01 Supervisor de Instrumentación, Refinería PETROPERÚ.	2 336,00	No aplica	246,82	243,60	2 305.56
Costo Evitado de 01 Asistente de Mantenimiento, Refinería PETROPERÚ	160,00	No aplica	246,82	243,60	157.92
Costo Evitado de Servicio de suministro e instalación del sistema de parada manual y automática, en la Bomba de Carga de residual (Casa Bomba N° 7), desde los	130 000,00	No aplica	246,82	243,60	128 306.13

⁴ Criterio adoptado de conformidad con el Memorandum N° OEE-135-2014, que indica que el valor de la vida estadística calculado se aplicará en las multas donde exista daño a terceros y no para el caso de trabajadores de la empresa.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N°1698-2018**

tanques de la Refinería hasta el buque.					
Costo Evitado de 01 Inspector de Mantenimiento, Refinería PETROPERÚ.	5 640,00	No aplica	246,82	243,60	5 566.51
Fecha de la infracción y/o detección					Febrero 2017
Costo evitado y/o postergado a la fecha de la infracción					138 902.24
Costo evitado y/o postergado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					97 926.08
Fecha de cálculo de multa					Noviembre 2017
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					9
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo evitado y/o postergado a la fecha del cálculo de multa en \$					105 547.89
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.25
Valor actual del costo evitado y/o postergado a la fecha del cálculo de multa en S/					343 241.73
Factor B de la Infracción en UIT					84.75
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					1.00
Multa en UIT					84.75

Cálculo del Costo Evitado:

Nº ⁵	Tipo de Costo	Datos
2	EVITADO	<p>Costos⁶ para implementar un sistema de parada manual y automática en la bomba de carga de Residual (ubicada en la Casa de Bomba N° 7), desde tanques de la Refinería hasta el buque, ante las condiciones anormales del sistema de bombeo, y pueda ejecutar automáticamente las acciones pertinentes, con el fin de minimizar las consecuencias en posibles emergencias, sea por fenómeno natural, falla operativa o mala maniobra del buque:</p> <p>a) Costo de 01 Supervisor, Gerencia de Refinería PETROPERÚ (Profesional de Alta Especialización, Senior), por 01 día en autorizar la ejecución del citado sistema. (106 US/hr x 8 hr/día x 1 día = 848 US\$).</p> <p>b) Costo de 01 Supervisor, Jefatura Técnica de Refinería PETROPERÚ (Profesional Especializado, nivel 1, senior), por 03 días en coordinar y revisar la propuesta del citado sistema (73 US\$/hr x 8 hr/día x 3 días = 1,752 US\$).</p> <p>c) Costo de 01 Supervisor de Instrumentación de Refinería PETROPERÚ (Profesional Especializado, nivel 1, senior), por 04 días en elaborar el citado sistema, incluyendo el suministro (Equipos, instrumentos y accesorios) e instalación (Servicios de: Ingeniería, instalación in situ, comisionamiento y puesta en marcha) (73 \$ US x 8 hr/día x 4 días = 2,336 US\$).</p> <p>d) Costo de 01 Asistente de Mantenimiento de Refinería PETROPERÚ (Técnico, nivel 2, junior), por 01 día en coordinar y tramitar la solicitud de propuesta técnica del citado sistema (20 US\$/hr x 8 hr/día x 1 día = 160 US\$).</p> <p>e) Costo de suministro de equipos, instrumentos y accesorios e instalación, que comprenden: Ingeniería de sistema (Programación de panel de control), instalación in situ, y comisionamiento y puesta en marcha, del citado sistema⁷. Servicio de Suministro: US\$ 80,000 e instalación: US\$. 50,000.</p> <p>f) Costo de 01 Inspector de Mantenimiento de Refinería PETROPERÚ (Profesional, nivel 1,</p>

⁵ Numeración del "Incumplimiento" del Informe Técnico de inicio de Fiscalización N° DSHL-669-2017.

⁶ Los costos, contemplados en los ítems de este acápite, fueron extraídos de la tabla de insumos de tarifa promedio de la Macro del mes de noviembre 2017; cuya Fuente es: Resultados Generales Costo Hora/Hombre – II Trimestre – Elaborado para Osinergmin, en base a un estudio realizado por la Pricewaterhouse Coopers.

⁷ El Costo ha sido extraída de la cotización preparada por la empresa YOKOGAWA – Co-innovating tomorrow

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N°1698-2018**

		<p>senior), por 15 días en realizar la inspección de la instalación del citado sistema (47 US\$ x 8 hr/día x 15 días = 5,640 US\$).</p> <p>El período contemplado en la multa, comprende desde el 10 de febrero de 2017⁸ hasta el 08 de noviembre de 2017⁹.</p>
--	--	---

- Notas:
- IPC: Índice del Precio al Consumidor según Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.
 - El costo del Personal se ha extraído de la Macro de fecha de presupuesto de noviembre 2017, cuya fuente es: Resultados Generales Costo Hora/Hombre – II Trimestre – Elaborado para Osinergmin, en base a un estudio realizado por la Pricewaterhouse Coopers, para evaluar los costos referenciales por contratación de terceros.
 - El costo del suministro e instalación ha sido extraído de la cotización elaborada por la empresa YOKOGAWA – Co. – Innovating tomorrow.

26. Respecto al **Incumplimiento N° 2**, corresponde graduar la sanción a imponer dentro del rango establecido por la normativa vigente. En ese sentido, a continuación se resume la sanción aplicable a dicha infracción verificada en el presente procedimiento administrativo sancionador:

Nº	INCUMPLIMIENTO	NUMERAL DE LA TIPIFICACIÓN	SANCIÓN SEGUN TIPIFICACIÓN Y ESCALA	MULTA APLICABLE EN UIT
2	Las bombas de impulsión, instaladas en la Casa de Bombas N° 7 de la Refinería de Talara, que operan durante la carga de hidrocarburos hacia el Buque Carga, no cuentan con paradas de emergencia de operación manual y automática que detecten condiciones anormales del sistema de bombeo, y pueda ejecutar automáticamente las acciones pertinentes con el fin de minimizar las consecuencias, ante la ocurrencia de posibles emergencias, sea por fenómeno natural, falla operativa o mala maniobra del buque.	2.1.9.4	Multa de hasta 250 UIT, CB, STA, SDA	84.75
Multa Total				84.75

27. Por tanto, la sanción a imponer a **PETROPERÚ** es de ochenta y cuatro con setenta y cinco centésimas (84.75) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), la cual se encuentra dentro del rango establecido en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD (hasta 250 UIT).

De conformidad con lo establecido en el artículo 13° literal c) de la Ley de Creación del Osinergmin, Ley N° 26734; la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332 y modificatorias; la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Osinergmin, Ley N° 27699; el Texto Único Ordenado de la Ley 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-PCM; el Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD; y a la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD y su modificatoria;

⁸ Fecha en que se detectó el incumplimiento normativo vigente del sector de hidrocarburos, de fecha 10 de febrero de 2017.

⁹ Fecha en que se realizó el cálculo de la Multa; es decir de fecha 08 de noviembre de 2017.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- DISPONER el **ARCHIVO DEFINITIVO** de los presuntos incumplimientos N°s 1 y 3, descritos en el numeral 5 de la presente resolución.

Artículo 2°.- SANCIONAR a la empresa **PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERÚ S.A.** con una multa de ochenta y cuatro con setenta y cinco centésimas (84.75) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), vigente a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 2, señalado en el numeral 1 de la presente Resolución.

Código de Infracción: 140011890601

Artículo 3°.- DISPONER que el monto de la multa sea depositado a través de los canales de atención (Agencias y banca por internet) de los bancos **BCP, Interbank** y **Scotiabank** con el nombre “**MULTAS PAS**” o, en el **BBVA Continental** con el nombre “**OSINERGMIN MULTAS PAS**”; importe que deberá cancelarse en un plazo no mayor de **quince (15) días hábiles** contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución, debiendo indicar al momento de la cancelación al banco, el **código de infracción** correspondiente, sin perjuicio de informar de manera documentada a Osinergmin de los pagos realizados.

Artículo 4°.- NOTIFICAR a la empresa **PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. – PETROPERÚ S.A.** el contenido de la presente Resolución.

«image:osifirma»

**Gerente de Supervisión
de Hidrocarburos Líquidos (e)**