

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

Lima, 01 de agosto del 2018

**VISTOS:**

El expediente N° 201600006019, el Informe de Instrucción N° 1157-2017-INAB-1, de fecha 26 de octubre de 2017, el Informe Final de Instrucción N° DSHL-473-2018, de fecha 21 de febrero de 2018 referidos a los incumplimientos detectados a la normativa del subsector hidrocarburos, por parte de la empresa **CNPC PERU S.A.** identificada con Registro Único de Contribuyente (RUC) N°20356476434.

**CONSIDERANDO:**

1. Durante el mes de diciembre del 2015, ocurrieron un total de 74 incidentes y/o derrames menores, en distintos lugares del Lote X, de responsabilidad de la empresa **CNPC PERU S.A.**; de los cuales: 56 corresponden a derrames de fluido de producción por líneas de flujo (se incluye derrame por línea de prueba y totales de manifold de campo de batería de producción), 11 corresponden a derrames de fluido de producción en tramos del oleoducto y 7 corresponden a incidentes que no constituyen actividades de hidrocarburos.
2. Mediante Oficio N° 2685-2017-OS-DSHL/JEE notificado el 08 de noviembre de 2017, se inició procedimiento administrativo sancionador a la empresa **CNPC PERU S.A.**, adjuntándose como sustento de la imputación el Informe de Instrucción 1157-2017-INAB-1, concediéndole a dicho fiscalizado, el plazo de cinco (05) días hábiles para la presentación de sus descargos respectivos, conforme lo detallado en el siguiente cuadro:

N°	Incumplimiento	Base Infringida	Obligación Normativa
1	<p><b>La empresa fiscalizada no cumplió con mantener en buen estado determinadas instalaciones del Lote X.</b></p> <p>De la revisión del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros, Menores de 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de diciembre de 2015, se advierte que la empresa fiscalizada no habría cumplido con mantener en buen estado determinadas instalaciones del Lote X, a fin de evitar fugas o escapes de fluidos producidos, de un total de 56 derrames en las líneas de flujo de pozos activos y en los tramos de oleoductos activos, según el siguiente detalle:</p> <p>A.- Líneas de flujo de pozos activos (ductos de recolección): ítems 1 (Pozo EA 9809), 2 (Pozo AA 9162), 3 (Pozo EA 6264), 4 (Pozo EA 7116), 5 (Pozo EA 7169), 6 (Pozo EA 8514), 7 (Pozo EA 7116), 10 (MC#10 ZA 01, línea de totales), 12 (Pozo EA 5844), 14 (MC # 03 LA 06, línea de pruebas), 15 (MC # 04 OR 11, línea de totales), 16 (Pozo EA 1688), 17 (Pozo EA 7116), 18 (Pozo EA 736), 19 (Pozo EA 9057), 21 (Pozo EA 2513), 22 (Pozo AA 6041), 23 (Pozo EA 8213), 24 (Pozo EA 2424), 25 (Pozo EA 5744), 26 (MC # 04 CA 22, línea de pruebas), 27 (Pozo AA 6572), 28 (Pozo EA 11193), 31 (Pozo EA</p>	<p>Artículo 217º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.</p>	<p><b>“Artículo 217º.- Mantenimiento de las Instalaciones de Producción</b> Las instalaciones de Producción activas serán mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos. (...)”</p>

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

<p>628), 32 (MC # 11 CE 10, línea de pruebas), 34 (Pozo EA 1075), 35 (Pozo AA 7313), 36 (Pozo EA 400), 37 (Pozo EA 2199), 38 (Pozo EA 11364D), 39 (MC # 01 CA 16, línea de totales), 42 (Pozo EA 7504), 43 (Pozo EA 8028), 45 (Pozo EA 11066), 46 (Pozo EA 11103), 47 (MC # 04 OR 11), 48 (Pozo EA 1505), 49 (Pozo EA 2467), 51 (Pozo EA 7079), 52 (Pozo EA 11162), 53 (Pozo AA 6456), 54 (Pozo EA 8318), 57 (Pozo EA 8296), 58 (Pozo EA 11094), 59 (Pozo EA 8039), 60 (Pozo EA 8897), 61 (Pozo EA 9342), 62 (MC# 04 TA 28, línea de pruebas), 64 (Pozo EA 6823), 65 (Pozo EA 8888), 67 (Pozo EA 8028), 69 (Pozo EA 11287D), 70 (MC#04 CE 10, línea de pruebas), 71 (Pozo EA 805), 73 (Pozo AA 6112) y 74 (Pozo EA 11252) del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros, Menores de 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de diciembre de 2015.</p> <p>B.- Tramos de oleoductos activos (ductos de recolección): ítems 08 (Est. El Alto a EB951, tramo 402), 09 (ZA 02 a inters (LA 07 a EB951), tramo 141), 11 (CA 17 a CA 18, tramo 112), 13 (OR 12 a OR 11, tramo 41), 30 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), 40 (TA 28, oleoducto), 50 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 218), 55 (LA 07 a EB951, tramo 22), 63 (LA 06 a inters(LA 07 a EB951), tramo 82), 66 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 215) y 68 (OR 11 a inters (Est. El Alto - EB951), tramo 703) del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros, Menores de 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de diciembre de 2015.</p> <p>Cabe señalar, que la empresa fiscalizada mediante escrito de registro N° 201600006019 de fecha 21 de noviembre del 2016 (Anexos N° 1 y 2 - Carta N° CNPC-APLX-OP-559-2016), indica que las causas que motivaron las fugas de fluido de producción se debieron al “desgaste de material por corrosión”. En este sentido, la empresa fiscalizada no ha cumplido con mantener en buen estado las instalaciones de producción activas.</p> <p>Por lo expuesto, se advierte un supuesto incumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente, por parte de la empresa fiscalizada.</p>		
--	--	--

3. Mediante escrito de registro N° 201600006019, de fecha 15 de noviembre de 2017, la empresa fiscalizada presentó sus descargos.
4. De la evaluación a los descargos presentados por la empresa fiscalizada, se emitió el Informe Final de Instrucción N° DSHL-473-2018 notificándose el 27 de febrero de 2018 a través de Oficio N° 570-2018-OS-DSHL/JEE, otorgándole el plazo de cinco (05) días hábiles, para que presente sus descargos.
5. Mediante el escrito de registro N° 201600006019 de fecha 06 de marzo de 2018, la empresa fiscalizada presenta sus descargos.

**6. Sustentación de Descargos al Informe Final de Instrucción**

A efectos de desvirtuar las imputaciones arriba descritas, la empresa **CNPC PERU S.A.** solicita se archive el presente procedimiento, señalando lo siguiente:

- 6.1 Respecto al Incumplimiento N° 1, la empresa fiscalizada señala que el artículo 217º del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, no es aplicable a las líneas de flujo y oleoductos por los siguientes motivos:

- a. **Las denominaciones de "líneas de flujo", "oleoducto", "ductos de recolección" e "instalaciones de producción activas" no se encuentran definidas en dicha norma, ni en ninguna norma del subsector hidrocarburos.** El Decreto Supremo N° 032-2004-EM, establece la obligación de emplear las 94 definiciones que contiene su Artículo 2°, y en adición, el Glosario de Términos del Sub Sector Hidrocarburos, únicamente es aplicable cuando en el referido Reglamento no se encuentre una definición.

Agregan que en el numeral 4.12 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017- INAB-1, recibido el 23 de febrero de 2018, es la misma autoridad quien reconoce expresamente que el Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM "*no enumera ni específica a detalle cuales son las instalaciones de producción activas, ni establece una definición de las mismas*", por lo cual no puede Osinergmin basar sus infracciones sobre definiciones inexistentes.

Así tenemos que en la sustentación de esta imputación la autoridad utiliza términos no establecidos en el Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM dado que dicho artículo no menciona, define, ni hace referencia los términos línea de "*flujo*", "*oleoducto*" y "*ductos de recolección*", en consecuencia se aprecia que la autoridad se arroga la facultad de legislar y realiza una extralimitación de sus facultades ya que no le corresponde extender los alcances que la misma norma les otorga.

De este modo, al pretender la autoridad forzar una interpretación del mencionado artículo para que calce con el supuesto de hecho que pretende imputar, está vulnerando el principio de tipicidad establecido en el artículo 246° del Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, dado que la autoridad debe ceñirse a la tipificación prevista en la ley y no extender los efectos de dicha tipificación a conductas que no encajan en la descripción o aplicar sanciones que no han sido señaladas expresamente en la norma. Asimismo, está restringido emplear la analogía en casos de normas que imponen sanciones.

- b. **Las tuberías que comúnmente son llamadas "líneas de flujo" y "oleoducto" no son las "Instalaciones de Producción Activas" a las que se refiere el Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.**

- Respecto a la definición de "líneas de flujo", el numeral 2.48 del Artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, contiene una definición que encaja dentro de lo que se entiende como "el conjunto de tuberías" de la definición de "Sistema de Recolección e Inyección", dado que su función está sujeta a la "recolección y transporte de hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción" que se menciona en dicha definición. Por consiguiente, el conjunto de tuberías que se incluye en esta definición se refiere a las tuberías que realizan la recolección y transporte de hidrocarburos producidos desde el pozo hasta el punto de recepción, que en sus operaciones son las baterías, lugar donde se separa el gas y los líquidos son transportados por oleoductos a otras estaciones y plantas de tratamiento de petróleo. Es decir, estas tuberías, que en forma conjunta con los equipos e instalaciones constituyen el sistema de recolección e inyección definido en el numeral 2.48 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, son las tuberías que llamamos comúnmente como "líneas de flujo". Por tal motivo no pueden ser considerados como una "Instalación de Producción Activa" tal como lo hace Osinergmin basado en deducciones sin ningún sustento legal.
- De acuerdo a la función que desempeña un oleoducto, y de conformidad con la definición del numeral 2.18 del Artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, su definición encaja dentro de lo definido como "Conjunto de tuberías" de la definición de "Ducto", dado que su función está relacionada a las estaciones de bombeo

usadas en el transporte de hidrocarburos que señala el mencionado numeral. Respecto a su función, en esta definición se indica que las tuberías junto a la estación de bombeo o compresión están: "destinados al transporte de Hidrocarburos". Por consiguiente, el conjunto de tuberías que se incluye en esta definición se refiere a los oleoductos, dado que son las tuberías que están asociadas a una estación de bombeo y se destinan al transporte de hidrocarburos.

- Según lo expuesto, una gran diferencia del "oleoducto" respecto a la "línea de flujo" es que las tuberías de la definición de "Ducto" son en conjunto con conexiones, accesorios y estación de bombeo. En cambio, las tuberías de la definición de "Sistema de Recolección e Inyección" son en conjunto con equipos e instalaciones y no incluye estaciones de bombeo. En consecuencia, las tuberías mencionadas en la definición legal de "Ducto" no son las mismas tuberías mencionadas en la definición legal de "Sistema de Recolección e Inyección". Se concluye que lo que comúnmente llamamos "oleoducto" está definido como parte integrante de un "ducto" y realiza su función de transportar hidrocarburos, sin especificación alguna del tipo de hidrocarburo. Por tal motivo no puede ser considerado como una "Instalación de Producción Activa" tal como lo hace Osinergmin basado en deducciones sin ningún sustento legal.
- El Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM no contiene una definición clara, precisa y/o válida de lo que comúnmente se denomina "Instalaciones de Producción Activas". En resumen, para aplicar el Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, se debe considerar lo establecido en el Artículo 2° del D.S. N° 032-2004-EM, el cual señala claramente, que cuando se interprete y/o aplique este reglamento se debe utilizar todas las definiciones señaladas en el mismo: 94 definiciones que contiene el Artículo 2° y en adición el Glosario de Términos del Sub Sector Hidrocarburos. Sin perjuicio de lo antes mencionado, debemos agregar que el Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N°032-2004-EM, no menciona ni hace referencia al tipo de mantenimiento de las tuberías. Para el caso de las tuberías y equipos se señala actividades de limpieza y eliminación de hierbas y residuos como papeles, madera, trapos, etc.

- b. Las "Líneas de Flujo" pertenecen a las actividades de recolección y transporte de hidrocarburos y los "Oleoductos" pertenecen a las actividades de transporte de hidrocarburos, los cuales no son instalaciones de producción activas.** De conformidad con lo señalado en el numeral 2.26 del Artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, la *"Instalación de Hidrocarburos" se refiere a la infraestructura que se utiliza para realizar las actividades de "(...) buscar, producir, procesar, almacenar, transportar, distribuir y/o comercializar hidrocarburos."*

Dentro de esta clasificación de las instalaciones de hidrocarburos, las "líneas de flujo" son instalaciones que están mencionadas en la definición de "Sistema de Recolección e Inyección" y pertenecen a la actividad de recolección y transporte de hidrocarburos (entre el pozo productor y la entrada de separación) producidos por el Contratista. Por su parte los "oleoductos" son instalaciones que están mencionadas en la definición de "Ducto" y también pertenecen a las actividades de transporte de hidrocarburos entre estaciones. Los conceptos anteriores no se deben confundir con el de **las instalaciones usadas para producir**, en concordancia con lo definido en el numeral 2.26 Instalación de Hidrocarburos del Artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. Por lo expuesto, la empresa fiscalizada señala que no ha incurrido en incumplimiento del Artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004- EM.

- d. **Los eventos menores se produjeron en lugares en los cuales no hay actividad de producción.** Sin perjuicio de lo expuesto, los incidentes menores reportados en el Formato N° 8 correspondiente al mes de diciembre de 2015, se produjeron en tramos ubicados en lugares y/o zonas alejadas de pozos, baterías, estación de bombeo, patio de tanques, estación de compresión y cualquier otra instalación, es decir en zonas calificadas de campo travesía, donde no se realiza actividad de producción, sino sólo actividad de transporte. Por tal motivo las "líneas de flujo" y los "oleoductos" materia del presente Procedimiento Administrativo Sancionador, no pueden ser considerados como instalaciones de producción.

Lo expuesto en el párrafo anterior consiste en una cita literal de aquello establecido por Osinergmin en el numeral 4.1 del Análisis del Incumplimiento N° 1 del Informe Final de Procedimiento Administrativo Sancionador N° DSHL-868-2017, que acompaña a la Resolución de DSHL N° 2594-2017-OS/DSHL (Expediente N° 201500103998)<sup>1</sup>.

## 6.2 Sobre la determinación de las sanciones

- a. Con relación a la determinación de la sanción en el numeral 5.4 del Informe Final de Instrucción N° DSHL-473-2018, la empresa manifiesta que el valor determinado para la variable "B" de 50.56 correspondiente al Beneficio Ilícito (B), no se corresponde con su definición, dado que según lo indicado en el pie de página N° 14 del Informe Final de Instrucción N° 502-2017-INAB-1, adjunto al Oficio N° 2784-2017-OS-DSHL/JEE recibido el 11 de julio de 2017, el beneficio debe ser la diferencia en el valor de la inversión al diferir su ejecución por el efecto del valor del dinero en el tiempo.
- b. Además, la empresa fiscalizada discrepa la metodología utilizada para el cálculo de la multa que es considerar el costo evitado porque no ha evitado el costo al haber realizado el reemplazo de la totalidad de las tuberías afectadas. Adicionalmente, evitar el costo implica que las operaciones queden paralizadas, lo cual no ha ocurrido.
- c. Sobre el cálculo del presupuesto mostrado en el cuadro que acompaña al numeral 5.5.4 del referido Informe, considera que los montos indicados son cuestionables y considerablemente mayores a los que utilizan en sus operaciones. Así se tiene:

---

<sup>1</sup> Al respecto cabe indicar que el Artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM aplica puntualmente a los Instalaciones de producción Activas (ya sean tuberías y/o equipos de producción activas) conforme lo menciona el mismo Artículo; respecto de los cuales se dispone la obligación de mantenerlos en buen estado a través de limpieza permanente, aplicación de pintura y señalización a efectos de evitar fugas y/o escapes de descargas de fluidos; entendiéndose por instalación de producción activas a aquellas que se encuentran dentro o muy cerca de las baterías (patio de tanques, estación de bombeo de compresión entre otras) donde se efectúan los procesos de producción correspondientes (recepción del crudo, separación, medición, tratamiento, compresión, entre otras).

En el presente caso, el punto donde se produjo la falla materia del presente caso, se encuentra ubicado en el tramo B5 del oleoducto de 4", que va desde la Batería PN32 hasta la estación de Bombeo Laboratorio - el Alto del lote X; es decir, corresponde a un tramo cuya posición se encuentra fuera de la batería de producción (aproximadamente a 760 mt) y antes de la Estación de Bombeo Laboratorio. Del mismo modo, cabe agregar que en dicha Estación de Bombeo -Laboratorio no se efectúa ningún proceso de producción (recepción del crudo, separación, medición, tratamiento, compresión, entre otros); toda vez que, al encontrarse dicho tramo sobre un cerro, se efectúa un rebombeo con la finalidad de vencer la gravedad del mismo y dar impulso al transporte de hidrocarburo.

En ese sentido, la autoridad concluyó que correspondía declarar el archivamiento del PAS iniciado, en relación a la aplicación del Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM:

(iii) De acuerdo a lo indicado en los dos últimos literales precedentes, corresponde declarar el archivo de! presente procedimiento administrativo sancionador con relación al presunto incumplimiento N° 1; careciendo de objeto efectuar el análisis de los otros medios probatorios y/o argumentos alegados en contra del mismo.

- Los costos de mano de obra, exceden en alrededor del 25%.
- El número de puestos de trabajo para realizar el reemplazo de las tuberías afectadas es de un máximo de 03 personas, en tanto que Osinergmin está considerando 04 puestos de trabajo.
- El costo de los materiales exceden un 35% del utilizado.

En consecuencia, la empresa señala que la aplicación directa de dichos valores les afecta puesto que la supuesta sanción se incrementa exponencialmente en base a unos precios que no se condicen con los manejados en su operación.

- d. En el supuesto incumplimiento 1B se señalan cargos "(...) por no haber solicitado la instalación de soportes H en los oleoductos" imputación que no corresponde al artículo 217° del D.S. N° 032- 2004-EM.
- e. Por otro lado, considerando que se realizó la subsanación voluntaria en todos los casos, el valor de 0.95 establecido para los "Factores agravantes y/o atenuantes" que se encuentra en el numeral "5.5.4 de la tabla Cálculo de Multa" no resulta proporcional, lo cual constituye un atenuante de gran relevancia, cuya importancia a efectos del cálculo, no puede ser soslayado, ya que el valor de este factor debe ser de una cuantía considerablemente menor. Además, afirma que en otros procesos se toma un valor menor.

### 6.3 Sobre el eximente de responsabilidad administrativa:

Según lo informado en el Reporte Formato N° 8, correspondiente al mes de diciembre de 2015, el cual se remitió a Osinergmin mediante Carta N° CNPC-APLX-OP-013-2016 de fecha 14 de enero de 2016, **CNPC PERU** realizó el reemplazo de la totalidad de las líneas de flujo, líneas de pruebas, líneas de totales y la totalidad de los accesorios fallados durante el mes de diciembre de 2015; en tanto que los tramos de los oleoductos afectados se reemplazaron en el período de diciembre 2015 a junio de 2016.

En este contexto, al realizar la subsanación voluntaria de los actos imputados como constitutivos de infracción con anterioridad al inicio del procedimiento administrativo sancionador que inició el 08 de noviembre de 2017 mediante el Oficio N° 2685-2017-OS-DSHL/JEE, corresponde el archivamiento del presente procedimiento.

Al caso, corresponde resaltar que los incidentes reportados en el Formato 8 tienen la calificación de "Reporte Mensual De Incidentes. Derrames De Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores De 1 Barril; Gas Asociado En Cantidades Menores A 100 Pies Cúbicos". Es decir, el término accidentes no se menciona, detalla y/o consigna en el formato 8, por lo que no resulta comprensible que la autoridad los incluya o se refiera a los mismos, siendo contrario a la normativa que se traiga a colación un término (accidentes) ajeno; a su vez, enfatiza que la RCD 040-2017 no incluye el término "incidentes" como lo indica el Reporte Formato N° 8 (creado por el mismo Osinergmin), por lo que no cabe hacer distinción en donde la norma no lo señala expresamente, y menos aun cuando se utiliza para extensivamente atribuir sanciones.

Por tal motivo, indica que la regla es la eximente y la excepción es la no pasibilidad de subsanación, así mal hace la administración en no eximirnos cuando claramente se demuestra que el mismo Osinergmin califica a los eventos reportados en el Formato N° 8 como incidentes, quedando claro así que no resulta válido el apartamiento de lo señalado en la primera y segunda disposición complementaria transitoria de la Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD.

Como antecedente, para una misma imputación por supuestamente haber incumplido lo señalado en el Artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, cita la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin N° 1122-2017-OS/DSHL, notificada el 21 de agosto de 2017, así como lo establecido en el numeral 2 de la Primera Disposición Complementaria Transitoria, referida a "Regulación Transitoria" del Decreto Supremo N° 006- 2017-JUS.

**6.4 De la Imputación de supuestos incumplimientos sin la debida motivación:**

- a. Alega que no existe pronunciamiento alguno respecto a lo referido a la debida motivación (ampliamente sustentado en su Carta N°CNPC-VPLX-OP-619-2018) y como consecuencia de dicha inobservancia es que en los numerales 4.4, 4.5, 4.7 y 4.8 del Informe Final de Instrucción, N° DSHL-473-2018 la autoridad supone que las líneas de flujo y oleoductos son instalaciones de producción activas y utiliza términos no mencionados en la normativa que se pretende aplicar. En este sentido, se están forzando conceptos para que estos encajen con los incumplimientos que se pretenden imputar. Por ello Osinergmin realiza imputaciones sin la debida motivación de su actuación administrativa.
- b. El principio de debido proceso, establecido en el numeral 1.2 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la Ley de Procedimiento Administrativo General, se encuentra relacionado con la exigencia de la debida motivación del acto administrativo, toda vez que constituye una garantía a favor de los administrados de obtener una decisión por parte de la autoridad administrativa debidamente motivada y fundamentada en derecho. De acuerdo a lo señalado en el numeral 6.1 del Artículo 6° del TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General, la motivación del acto administrativo debe ser expresa, mediante una relación concreta y directa de los hechos probados relevantes del caso específico, y la exposición de las razones jurídicas y normativas que con referencia directa a las anteriores justifican el acto adoptado.
- c. La doctrina señala que en caso de materia sancionadora, aquello que se imputa -y que debe estar indicado de manera unívoca y no consistir en una mera generalidad- debe "sentar como un guante" con la situación de hecho, lo que no ocurre en el presente procedimiento, y; contrario sensu, aquello que no calce de manera adecuada deberá interpretarse de manera más favorable al administrado, para esto cita la STC 00091-2005-PA-TC del Tribunal Constitucional.
- d. En aplicación del marco normativo expuesto, se advierte que recae sobre Osinergmin el deber de acreditar la concurrencia de cada uno de los elementos que integran el ilícito administrativo, de modo tal que se debe rechazar como motivación la formulación de hipótesis, conjeturas o la aplicación de presunciones no reconocidas normativamente para atribuir responsabilidad por su comisión a su empresa. En tal sentido, Osinergmin no puede imputar cargos sin tener como soporte el derecho, y solamente lo haga sobre la deducción de que las líneas de flujo y oleoductos son instalaciones de producción activas.
- e. Finalmente, citan como jurisprudencia lo dispuesto por el TASTEM en la Resolución de Sala Plena del Tribunal de Apelaciones de Sanciones en temas de Energía y Minería N° 001-2016-OS/STOR-TASTEM, publicado el pasado 05 de noviembre de 2016. En este sentido, solicita que el presente procedimiento sea archivado, toda vez que los fundamentos expuestos por Osinergmin carecen de sustento fáctico y legal que lo amparen.

6.5 La empresa fiscalizada adjunta copia de los siguientes documentos: Anexo 1: DNI del representante legal. Anexo 2: Poder del representante legal.

## 7. Análisis de los descargos al Informe Final de Instrucción

7.1 Es materia de análisis del presente procedimiento administrativo sancionador, el determinar si la empresa fiscalizada incumplió lo establecido en el 217º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

7.2 El artículo 1 de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin - Ley N° 27699, el artículo 89 del Reglamento General de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y el artículo 23 del 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; establecen que la responsabilidad por el incumplimiento de las disposiciones legales, técnicas y las dictadas por Osinergmin es objetiva.

7.3 Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada en los literales a y b del numeral 6.1 de la presente Resolución nos ratificamos en lo señalado en el Informe Final de Instrucción N° DSHL-473-2018. En este sentido, debemos señalar que el incumplimiento que se le imputa a la empresa fiscalizada consiste en no haber cumplido con mantener en buen estado las instalaciones de producción activas del Lote X, incumpliendo con lo dispuesto por el artículo 217º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

7.4 En este sentido, las instalaciones que no habían sido mantenidas en buen estado eran **“ductos de recolección”** que forman parte del Sistema de Recolección e Inyección del Lote X, cuya definición se desprende del numeral 2.48 del artículo 2º del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM, el cual señala lo siguiente:

*“2.48 Sistema de Recolección e Inyección: El conjunto de tuberías, equipos e instalaciones usados por el Contratista de un contrato de explotación para recolectar y transportar los Hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción o el punto de fiscalización; o para fines de inyección de gas, de agua o cualquier otro fluido a los yacimientos.*

*Las tuberías para gas combustible instaladas en los campos de explotación, para uso del Gas Natural en los motores que se utilizan en las operaciones de explotación, forman parte del Sistema de Recolección e Inyección.*

*Los Contratistas que operen yacimientos de Hidrocarburos que se encuentran en fase de explotación o hayan declarado el Descubrimiento Comercial, podrán compartir Sistemas de Recolección e Inyección, para llevar los Hidrocarburos producidos para su utilización final, siempre que los Sistemas de Recolección e Inyección cuenten con un punto o puntos de medición definidos, que permitan medir los volúmenes provenientes de cada yacimiento, a efectos de asegurar, entre otros, la adecuada valorización de las regalías de cada lote. Para tal efecto, se deberá contar con la autorización de Perupetro S.A., quien deberá informar a la Dirección General de Hidrocarburos.*

*Perupetro S.A. será el encargado de definir los procedimientos que permitan la adecuada medición de los Hidrocarburos producidos en los lotes a que se refiere el párrafo anterior, para lo cual aprobará los procedimientos de medición de la producción de cada uno de dichos lotes, incluyendo las medidas necesarias para asegurar un control efectivo de la producción de Hidrocarburos que se produzcan en los mismos, así como la integridad e idoneidad de los equipos de medición.”*

Del citado texto se desprende que los ductos de recolección son un conjunto de tuberías usadas por el Contratista de un contrato de explotación para recolectar y transportar los Hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción o el punto de fiscalización; o para fines de inyección de gas, de agua o cualquier otro fluido a los yacimientos. En este sentido, para realizar Actividades de Explotación (que implica desarrollo y producción), los operadores utilizan los Ductos de Recolección para transportar los hidrocarburos que extraen o producen, por lo cual dichos ductos sí constituyen una “instalación de producción activa”.

- 7.5 Siendo que la empresa fiscalizada se encuentra realizando Actividades de Explotación<sup>2</sup> (que implica desarrollo y producción) en el Lote X, conforme lo autoriza su Contrato de Licencia, los ductos indicados constituyen una “Instalación de Producción Activa”, por lo que le resulta aplicable al presente caso el artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM, el cual se encuentra dentro del Título V denominado “Producción”; por lo que carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada.
- 7.6 Asimismo, cabe indicar que a fin de poder identificar los ductos materia del incumplimiento, se utilizó la misma denominación que consignó la empresa fiscalizada en su Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros, Menores de 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de diciembre de 2015, según lo siguiente: i) líneas de flujo; y, ii) Oleoductos; precisándose que los mismos se trataban de ductos de recolección, conforme a la definición contenida en la norma antes citada; por lo cual la empresa fiscalizada incurre en error cuando señala que es la autoridad la que ha utilizado dichos términos, por lo cual no se ha sustentado la presente imputación con la debida motivación.

Por lo expuesto, los citados ductos de recolección, constituyen una Instalación de Producción Activa, al encontrarse dentro de la actividad de Explotación que realiza la empresa fiscalizada en el Lote X, siéndole aplicable el artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

- 7.7 Asimismo, debemos señalar que el artículo 216° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, sobre “Construcción de Instalaciones”, no define a la “instalación de producción activa”, como erróneamente indica la empresa fiscalizada, sino que establece pautas para la construcción de nuevas instalaciones; por lo cual, carece de sustento lo señalado por la referida empresa. Además, cabe indicar que dicho artículo no es materia de fiscalización del presente procedimiento.
- 7.8 Con relación a lo indicado por la empresa fiscalizada en el numeral 6.2 de la presente Resolución, debemos señalar que se ha procedido a la revisión del cálculo de multa, de la

---

<sup>2</sup> Al respecto, el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM, define a la “Explotación” y a la “Producción” y según lo siguiente:

**“EXPLOTACION**

Desarrollo y **Producción.**”

**“PRODUCCION**

Actividad cuya finalidad es el flujo y manipuleo de Hidrocarburos. Incluye la operación de Pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de Hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria y mejorada, hasta el Punto de Fiscalización.”

metodología aplicada y de la variable “B”, de lo cual se ha constatado que para el cálculo del beneficio generado por la infracción no se ha considerado un “costo evitado” como erróneamente lo señala la empresa fiscalizado, sino un “costo postergado”, por lo que carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada. Asimismo, cabe indicar que el cálculo de multa se ha efectuado en base al Informe Final de Instrucción N° DSHL-473-2018, y no en base al Informe Final de Instrucción N° 502-2017-INAB-1, como lo indica la empresa fiscalizada.

Además, la empresa fiscalizada señala que los montos son cuestionables y considerablemente mayores debido a que la mano de obra excede en un 25%, el número de personas para realizar el reemplazo de la tubería es de un máximo de 3 personas, el costo de los materiales excede en un 35%, entre otros; no obstante ello, la empresa fiscalizada no adjunta ningún presupuesto o medio probatorio que permita sustentar lo anteriormente indicado, por lo que carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada.

- 7.9 Por otro lado, la empresa fiscalizada indica que indebidamente se ha considerado cargos por no haber solicitado la instalación de los soportes H, debido a que no corresponden a la presente imputación. Al respecto, debemos señalar que la acción de solicitar la instalación de soportes H ha sido considerado como parte de las acciones que debió realizar el Supervisor de Producción para que las instalaciones puedan ser mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos como lo establece la normatividad vigente, lo cual no constituye una imputación diferente como alega la empresa fiscalizada.
- 7.10 Respecto al factor atenuante de 5% (0.95), debemos indicar que el mismo se encuentra establecido en el literal g.3 del numeral 25.1 del artículo 25° del 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, por lo cual constituye un factor que no puede ser variado.
- 7.11 Con relación a lo indicado por la empresa fiscalizada en el numeral 6.3 de la presente Resolución, debemos señalar que se ha constatado que la empresa fiscalizada ha procedido a realizar la subsanación voluntaria de dicho incumplimiento antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, esto es antes del 08 de noviembre de 2017, al haber realizado dentro de su Programa de Mantenimiento, el reemplazo de todos los tramos afectados de las líneas de flujo en el mes de diciembre de 2015, así como de los oleoductos con fecha 21 de noviembre de 2016, cuya información ha sido remitida por la empresa fiscalizada mediante las Cartas N° CNPC-APLX-OP-013-2016 y N° CNPC-APLX-OP-559-2016.

No obstante, ello, conforme a lo dispuesto por el literal a) del numeral 15.3 del artículo 15° del 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, el presente caso no es pasible de subsanación debido a que constituye un incumplimiento relacionado con la generación de accidentes o daños.

En este sentido, el “Procedimiento para el Reporte y Estadísticas en Materia de Emergencias y Enfermedades Profesionales en las Actividades del Subsector Hidrocarburos” define accidentes como:

*“Suceso eventual e inesperado que causa lesiones, daños a la salud o muerte de una o más personas, daños materiales, ambientales y/o pérdidas de producción”.*

En consecuencia y al haberse configurado la pérdida de producción por los derrames ocurridos, el presente procedimiento se encuentra enmarcado dentro de las excepciones establecidas en el numeral 15.3 del artículo 15 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, por lo que no cabe la aplicación del eximente de responsabilidad por subsanación voluntaria.

- 7.12 Con relación a lo indicado por la empresa fiscalizada en el numeral 6.4 de la presente Resolución y considerando lo anteriormente expuesto, debemos señalar que en el presente procedimiento administrativo sancionador se han observado plenamente los principios contenidos en el Título Preliminar y en el artículo 246° del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, en concordancia con lo señalado en el artículo 3° del 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, por lo que no se ha infringido el Principio de Legalidad ni el Debido Proceso, al haberse cumplido con el procedimiento establecido en el Reglamento citado y al haberse motivado la sustentación del presente incumplimiento.
- 7.13 Por lo expuesto, respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada y a los medios probatorios presentados, debemos indicar que corresponde **sancionar** a la empresa fiscalizada por el **Incumplimiento N° 1**.
- 7.14 Siendo así y habiendo la empresa fiscalizada presentado descargos con respecto al Informe Final de Instrucción N° DSHL-473-2018, de fecha 21 de febrero de 2018, corresponde definir las sanciones a imponer a la empresa fiscalizada, en base a los cálculos de multa propuestos en dicho informe.

## 8. Determinación de las Sanciones

- 8.1 El artículo 1° de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, Ley N° 27699, establece que toda acción u omisión que implique incumplimiento a las leyes, reglamentos y demás normas bajo el ámbito de competencia de Osinergmin constituye infracción sancionable.
- 8.2 Por Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD, se aprobó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos que podrán aplicarse respecto del incumplimiento a sancionar en el presente procedimiento administrativo sancionador:

N°	INCUMPLIMIENTO	BASE LEGAL	NUMERAL DE LA TIPIFICACIÓN	SANCIONES APLICABLES <sup>3</sup>
----	----------------	------------	----------------------------	-----------------------------------

<sup>3</sup> UIT: Unidad Impositiva Tributaria; CE: Cierre de Establecimiento; STA: Suspensión Temporal de Actividades; RIE: Retiro de Instalaciones y/o Equipos; SDA: Suspensión Definitiva de Actividades; PO: Paralización de Obra; CI: Cierre de Instalaciones.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

1	No cumplir con mantener en buen estado determinadas instalaciones del Lote X.	Artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.	2.12.9	Multa hasta 300 UIT, STA
---	---	---	--------	--------------------------

- 8.3 El artículo 25° del 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<sup>4</sup>, establece los criterios que se podrán considerar en los casos que corresponda graduar la sanción por haberse establecido un rango en la Escala de Multas y Sanciones.

**CÁLCULO DE LA MULTA:** De conformidad con las pautas, criterios y metodología dispuestos en la Resolución de Gerencia General N° 352 y modificatorias, se aprueba la fórmula a aplicar para el presente caso, la determinación de la multa será calculada mediante lo 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)<sup>5</sup>*
- α = Porcentaje del perjuicio que se carga en la multa administrativa.*
- D = Valor del perjuicio o daño provocado por la infracción.<sup>6</sup>*
- p = Probabilidad de detección.*
- A = (1 + ∑ Fi / 100) = Atenuantes y/o Agravantes.*
- Fi = Es el valor asignado a cada factor agravante o atenuante aplicable.*

- 8.4 Respecto al **Incumplimiento N° 1**, teniendo en consideración los criterios arriba mencionados, deberán considerarse los siguientes valores:

**8.4.1 FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (P):** Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%, en tanto la detección de los incumplimientos no fue por motivación del administrado.

<sup>4</sup> Vigente al momento de iniciado el presente procedimiento administrativo sancionador.

<sup>5</sup> Para efectos de determinar los costos postergados o evitados en el presente cálculo de multa, se está considerando el criterio establecido por la Oficina de Estudios Económicos del Osinergmin, el cual señala lo siguiente: "Los costos postergados son inversiones que debieron haberse realizado para cumplir con la normativa vigente en un momento, pero que fueron efectivamente realizadas en un momento posterior. El beneficio económico en este caso, es la diferencia en el valor de la inversión, al diferir su ejecución, por el efecto del valor del dinero en el tiempo, representado por la tasa del costo de oportunidad del capital. Asimismo, se realiza una diferenciación de los gastos de inversión respecto de los gastos netamente operativos, los cuales son actividades de rutina y se realizan de manera continua y periódica; por tal, para efectos de cálculo de multa no se consideran subsanaciones al ser un desembolso programado cada cierto periodo en comparación con las inversiones, las cuales se deprecian de acuerdo a su vida útil. Las cotizaciones asociadas a los costos postergados, reciben el mismo tratamiento que las asociadas a los costos evitados, en cuanto a su indexación, tratamiento tributario y también son expresadas en valor presente al momento del cálculo de la sanción".

<sup>6</sup> Daño: Concepto establecido en base al Documento de Trabajo N° 18 de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin y a los criterios actualmente empleados en los casos de accidentes, cuyo daño se manifiesta mediante algún tipo de lesión, para lo cual se hace uso los de valores establecidos por el Instituto Nacional Americano de Normas ANSI (por sus siglas en inglés), sobre los días de incapacidad que son asignados a las personas producto de una lesión.

- 8.4.2 **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN ( $\alpha$ D):** Para el presente caso no aplica daño derivado de la infracción.
- 8.4.3 **VALOR DEL FACTOR A:** En el presente caso, la unidad ha reportado un factor atenuante por medida correctiva de -5%. De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 0.95<sup>7</sup>.
- 8.4.4 **BENEFICIO ILÍCITO ( $B$ ):** Considerando que la empresa **CNPC PERU S.A.**, responsable del cumplimiento de la normatividad vigente, no cumplió con lo establecido en el artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, se determina que ha obtenido un beneficio ilícito equivalente a **53.21 de la UIT**.

A continuación se detalla el cálculo de multa por el incumplimiento N° 1:

### Incumplimiento 1A

Presupuestos <sup>8</sup>	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC <sup>9</sup> - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
01 Supervisor de Producción por no haber solicitado la verificación del estado de las instalaciones de las líneas de flujo de pozos activos del Lote X: ítems 1 (Pozo EA 9809), 2 (Pozo AA 9162), 3 (Pozo EA 6264), 4 (Pozo EA 7116), 5 (Pozo EA 7169), 6 (Pozo EA 8514), 7 (Pozo EA 7116), 10 (MC#10 ZA 01, línea de totales), 12 (Pozo EA 5844), 14 (MC # 03 LA 06, línea de pruebas), 15 (MC # 04 OR 11, línea de totales), 16 (Pozo EA 1688), 17 (Pozo EA 7116), 18 (Pozo EA 736), 19 (Pozo EA 9057), 21 (Pozo EA 2513), 22 (Pozo AA 6041), 23 (Pozo EA 8213), 24 (Pozo EA 2424), 25 (Pozo EA 5744), 26 (MC # 04 CA 22, línea de pruebas), 27 (Pozo AA 6572), 28 (Pozo EA 11193), 31 (Pozo EA 628), 32 (MC # 11 CE 10, línea de pruebas), 34 (Pozo EA 1075), 35 (Pozo AA 7313), 36 (Pozo EA 400), 37 (Pozo EA 2199), 38 (Pozo EA 11364D), 39 (MC # 01 CA 16, línea de totales), 42 (Pozo EA 7504), 43 (Pozo EA 8028), 45 (Pozo EA 11066), 46 (Pozo EA 11103), 47 (MC # 04 OR 11), 48 (Pozo EA 1505), 49 (Pozo EA 2467), 51 (Pozo EA 7079), 52 (Pozo EA 11162), 53 (Pozo AA 6456), 54 (Pozo EA 8318), 57 (Pozo EA 8296), 58 (Pozo EA 11094), 59 (Pozo EA 8039), 60 (Pozo EA 8897), 61 (Pozo EA 9342), 62 (MC# 04 TA 28, línea de pruebas), 64 (Pozo EA 6823), 65 (Pozo EA	1 168.00	No aplica	233.50	236.53	1 183.11

<sup>7</sup> Dado que la empresa fiscalizada ha procedido a realizar como acción correctiva de dicho incumplimiento antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, esto es antes del 08 de noviembre de 2017, al haber realizado dentro de su Programa de Mantenimiento, el reemplazo de todos los tramos afectados de las líneas de flujo en el mes de diciembre de 2015, así como de los oleoductos con fecha 21 de noviembre de 2016, cuya información ha sido remitida por la empresa fiscalizada mediante las Cartas N° CNPC-APLX-OP-013-2016 y N° CNPC-APLX-OP-559-2016; corresponde de acuerdo al literal g.3 del numeral 25.1 del artículo 25° del 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, aplicar como factor atenuante un descuento de 5%.

<sup>8</sup> Fuente de las remuneraciones: Costo Hora – Hombre, actualizado al Segundo Trimestre del 2013, que es utilizado por la Oficina de Logística del Osinergmin, en base a un estudio realizado por la Pricewaterhouse Coopers, para evaluar los costos referenciales por contratación de terceros.

<sup>9</sup> IPC: Índice de Precios del Consumidor. Fuente: Bureau of Labor Statistics según: <http://www.bls.gov/>.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

<p>8888), 67 (Pozo EA 8028), 69 (Pozo EA 11287D), 70 (MC#04 CE 10, línea de pruebas), 71 (Pozo EA 805), 73 (Pozo AA 6112) y 74 (Pozo EA 11252). ( \$73.00 x 8 hrs x 2 día).</p>					
<p>01 Supervisor de Mantenimiento por no haber supervisado las medidas correctivas a fin de mantener en buen estado las instalaciones de las líneas de flujo de pozos activos del Lote X: ítems 1 (Pozo EA 9809), 2 (Pozo AA 9162), 3 (Pozo EA 6264), 4 (Pozo EA 7116), 5 (Pozo EA 7169), 6 (Pozo EA 8514), 7 (Pozo EA 7116), 10 (MC#10 ZA 01, línea de totales), 12 (Pozo EA 5844), 14 (MC # 03 LA 06, línea de pruebas), 15 (MC # 04 OR 11, línea de totales), 16 (Pozo EA 1688), 17 (Pozo EA 7116), 18 (Pozo EA 736), 19 (Pozo EA 9057), 21 (Pozo EA 2513), 22 (Pozo AA 6041), 23 (Pozo EA 8213), 24 (Pozo EA 2424), 25 (Pozo EA 5744), 26 (MC # 04 CA 22, línea de pruebas), 27 (Pozo AA 6572), 28 (Pozo EA 11193), 31 (Pozo EA 628), 32 (MC # 11 CE 10, línea de pruebas), 34 (Pozo EA 1075), 35 (Pozo AA 7313), 36 (Pozo EA 400), 37 (Pozo EA 2199), 38 (Pozo EA 11364D), 39 (MC # 01 CA 16, línea de totales), 42 (Pozo EA 7504), 43 (Pozo EA 8028), 45 (Pozo EA 11066), 46 (Pozo EA 11103), 47 (MC # 04 OR 11), 48 (Pozo EA 1505), 49 (Pozo EA 2467), 51 (Pozo EA 7079), 52 (Pozo EA 11162), 53 (Pozo AA 6456), 54 (Pozo EA 8318), 57 (Pozo EA 8296), 58 (Pozo EA 11094), 59 (Pozo EA 8039), 60 (Pozo EA 8897), 61 (Pozo EA 9342), 62 (MC# 04 TA 28, línea de pruebas), 64 (Pozo EA 6823), 65 (Pozo EA 8888), 67 (Pozo EA 8028), 69 (Pozo EA 11287D), 70 (MC#04 CE 10, línea de pruebas), 71 (Pozo EA 805), 73 (Pozo AA 6112) y 74 (Pozo EA 11252) ( \$73.00 x 8 hrs x 11 días).</p>	<p>6 424.00</p>	<p>No aplica</p>	<p>233.50</p>	<p>236.53</p>	<p>6 507.11</p>

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

<p>01 Operador técnico 1 por no haber realizado las medidas correctivas a fin de mantener en buen estado las instalaciones de las líneas de flujo de pozos activos del Lote X: ítems 1 (Pozo EA 9809), 2 (Pozo AA 9162), 3 (Pozo EA 6264), 4 (Pozo EA 7116), 5 (Pozo EA 7169), 6 (Pozo EA 8514), 7 (Pozo EA 7116), 10 (MC#10 ZA 01, línea de totales), 12 (Pozo EA 5844), 14 (MC # 03 LA 06, línea de pruebas), 15 (MC # 04 OR 11, línea de totales), 16 (Pozo EA 1688), 17 (Pozo EA 7116), 18 (Pozo EA 736), 19 (Pozo EA 9057), 21 (Pozo EA 2513), 22 (Pozo AA 6041), 23 (Pozo EA 8213), 24 (Pozo EA 2424), 25 (Pozo EA 5744), 26 (MC # 04 CA 22, línea de pruebas), 27 (Pozo AA 6572), 28 (Pozo EA 11193), 31 (Pozo EA 628), 32 (MC # 11 CE 10, línea de pruebas), 34 (Pozo EA 1075), 35 (Pozo AA 7313), 36 (Pozo EA 400), 37 (Pozo EA 2199), 38 (Pozo EA 11364D), 39 (MC # 01 CA 16, línea de totales), 42 (Pozo EA 7504), 43 (Pozo EA 8028), 45 (Pozo EA 11066), 46 (Pozo EA 11103), 47 (MC # 04 OR 11), 48 (Pozo EA 1505), 49 (Pozo EA 2467), 51 (Pozo EA 7079), 52 (Pozo EA 11162), 53 (Pozo AA 6456), 54 (Pozo EA 8318), 57 (Pozo EA 8296), 58 (Pozo EA 11094), 59 (Pozo EA 8039), 60 (Pozo EA 8897), 61 (Pozo EA 9342), 62 (MC# 04 TA 28, línea de pruebas), 64 (Pozo EA 6823), 65 (Pozo EA 8888), 67 (Pozo EA 8028), 69 (Pozo EA 11287D), 70 (MC#04 CE 10, línea de pruebas), 71 (Pozo EA 805), 73 (Pozo AA 6112) y 74 (Pozo EA 11252) (\$73.00 x 8 hrs x 20 días).</p>	<p>11 680.00</p>	<p>No aplica</p>	<p>233.50</p>	<p>236.53</p>	<p>11 831.11</p>
--	------------------	------------------	---------------	---------------	------------------

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

01 Operador ayudante por no haber realizado las medidas correctivas a fin de mantener en buen estado las instalaciones de las líneas de flujo de pozos activos del Lote X: ítems 1 (Pozo EA 9809), 2 (Pozo AA 9162), 3 (Pozo EA 6264), 4 (Pozo EA 7116), 5 (Pozo EA 7169), 6 (Pozo EA 8514), 7 (Pozo EA 7116), 10 (MC#10 ZA 01, línea de totales), 12 (Pozo EA 5844), 14 (MC # 03 LA 06, línea de pruebas), 15 (MC # 04 OR 11, línea de totales), 16 (Pozo EA 1688), 17 (Pozo EA 7116), 18 (Pozo EA 736), 19 (Pozo EA 9057), 21 (Pozo EA 2513), 22 (Pozo AA 6041), 23 (Pozo EA 8213), 24 (Pozo EA 2424), 25 (Pozo EA 5744), 26 (MC # 04 CA 22, línea de pruebas), 27 (Pozo AA 6572), 28 (Pozo EA 11193), 31 (Pozo EA 628), 32 (MC # 11 CE 10, línea de pruebas), 34 (Pozo EA 1075), 35 (Pozo AA 7313), 36 (Pozo EA 400), 37 (Pozo EA 2199), 38 (Pozo EA 11364D), 39 (MC # 01 CA 16, línea de totales), 42 (Pozo EA 7504), 43 (Pozo EA 8028), 45 (Pozo EA 11066), 46 (Pozo EA 11103), 47 (MC # 04 OR 11), 48 (Pozo EA 1505), 49 (Pozo EA 2467), 51 (Pozo EA 7079), 52 (Pozo EA 11162), 53 (Pozo AA 6456), 54 (Pozo EA 8318), 57 (Pozo EA 8296), 58 (Pozo EA 11094), 59 (Pozo EA 8039), 60 (Pozo EA 8897), 61 (Pozo EA 9342), 62 (MC# 04 TA 28, línea de pruebas), 64 (Pozo EA 6823), 65 (Pozo EA 8888), 67 (Pozo EA 8028), 69 (Pozo EA 11287D), 70 (MC#04 CE 10, línea de pruebas), 71 (Pozo EA 805), 73 (Pozo AA 6112) y 74 (Pozo EA 11252) (1 oper. x \$20.00 x 8 hrs x 20 días).	3 200.00	No aplica	233.50	236.53	3 241.40
A. COSTOS TRAMOS DE LINEAS DE FLUJO 2 3/8" EN 56 POZOS ACTIVOS <sup>10</sup>  COSTO DE TUBERIA (US\$)=151 tubos x 30 ft x 1 mt / 3.28084 ft x 6.42 US\$ / mt=8864.38 MANIPULEO TUBERIA (US\$)=1339.32 RETIRO TUBERIA (US\$)=5619.63	15 823.33	No aplica	211.08	236.53	17 730.78
Fecha de la infracción y/o detección	Diciembre 2015				
Costo evitado a la fecha de la infracción	40 493.52				
Costo evitado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)	29 155.33				
Fecha de cálculo de multa	Noviembre 2017				
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa	23				
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)	0.8363%				
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en \$	35 310.54				
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa	3.25				
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en S/	114 829.87				
Factor B de la Infracción en UIT	28.35				
Factor D de la Infracción en UIT	0.00				
Probabilidad de detección	1.00				
Factores agravantes y/o atenuantes	0.95				
<b>Multa en UIT</b>	<b>26.94</b>				

<sup>10</sup> Fuente: Costos Consorcio Terminales – GMP y Oiltanking: CONTRATO N° TER-MANT-007-2008, de enero 2008.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

**Incumplimiento 1B**

Presupuestos <sup>11</sup>	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC <sup>12</sup> - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
01 Supervisor de Producción por no haber solicitado la instalación de soportes H en los oleoductos activos del Lote X: ítems 08 (Est. El Alto a EB951, tramo 402), 09 (ZA 02 a inters (LA 07 a EB951), tramo 141), 11 (CA 17 a CA 18, tramo 112), 13 (OR 12 a OR 11, tramo 41), 30 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), 40 (TA 28, oleoducto), 50 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 218), 55 (LA 07 a EB951, tramo 22), 63 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), tramo 82), 66 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 215) y 68 (OR 11 a inters (Est. El Alto - EB951), tramo 703). (\$73.00 x 8 hrs x 2 días).	1 168.00	No aplica	233.50	236.53	1 183.11
01 Supervisor de Mantenimiento por no haber supervisado la instalación de soportes H en los oleoductos activos del Lote X: ítems 08 (Est. El Alto a EB951, tramo 402), 09 (ZA 02 a inters (LA 07 a EB951), tramo 141), 11 (CA 17 a CA 18, tramo 112), 13 (OR 12 a OR 11, tramo 41), 30 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), 40 (TA 28, oleoducto), 50 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 218), 55 (LA 07 a EB951, tramo 22), 63 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), tramo 82), 66 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 215) y 68 (OR 11 a inters (Est. El Alto - EB951), tramo 703). (\$73.00 x 8 hrs x 5 días).	2 920.00	No aplica	233.50	236.53	2 957.78
01 Operador Técnico 1 por no haber realizado la instalación de los marcos tipo "H" en los oleoductos de los pozos activos del Lote X: ítems 08 (Est. El Alto a EB951, tramo 402), 09 (ZA 02 a inters (LA 07 a EB951), tramo 141), 11 (CA 17 a CA 18, tramo 112), 13 (OR 12 a OR 11, tramo 41), 30 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), 40 (TA 28, oleoducto), 50 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 218), 55 (LA 07 a EB951, tramo 22), 63 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), tramo 82), 66 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 215) y 68 (OR 11 a inters (Est. El Alto - EB951), tramo 703). (1oper. x \$28.00 x 8 hrs x 11 días).	2 464.00	No aplica	233.50	236.53	2 495.88
01 Operador Técnico Ayudante por no haber realizado la instalación de los marcos tipo "H" en los oleoductos de los pozos activos del Lote X: ítems 08 (Est. El Alto a EB951, tramo 402), 09 (ZA 02 a inters (LA 07 a EB951), tramo 141), 11 (CA 17 a CA 18, tramo 112), 13 (OR 12 a OR 11, tramo 41), 30 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), 40 (TA 28, oleoducto), 50 (TA 24 a inters (EB951 a PTC), tramo 218), 55 (LA 07 a EB951, tramo 22), 63 (LA 06 a inters (LA 07 a EB951), tramo 82), 66 (TA 24 a inters (EB951 a PTC),	1 760.00	No aplica	233.50	236.53	1 782.77

<sup>11</sup> Fuente de las remuneraciones: Costo Hora – Hombre, actualizado al Segundo Trimestre del 2013, que es utilizado por la Oficina de Logística del Osinergmin, en base a un estudio realizado por la Pricewaterhouse Coopers, para evaluar los costos referenciales por contratación de terceros.

<sup>12</sup> IPC: Índice de Precios del Consumidor. Fuente: Bureau of Labor Statistics según: <http://www.bls.gov/>.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 1909-2018**

tramo 215) y 68 (OR 11 a inters (Est. El Alto - EB951), tramo 703). (1oper. x \$20.00 x 8 hrs x 11 días).					
B. COSTOS TRAMOS DE OLEODUCTOS ACTIVOS (data a obtener de información de Anexo 2-DERRAMES EN OLEODUCTOS LOTE X). <sup>13</sup>					
B1. COSTOS DE 7 TRAMOS DE OLEODUCTOS ACTIVOS DE 4" (US\$) COSTO DE TUBERIA: 2109.70 CORTE DE TUBERIA: 69.96 BISELADO, ALINEAMIENTO Y SOLDEO TUBOS: 490.08 MANIPULEO TUBERIA: 249.20 RETIRO TUBERIA: 807.35 PRUEBA HIDROSTATICA: 105.83					
B2. COSTOS DE 4 TRAMOS DE OLEODUCTOS ACTIVOS DE 6" (US\$) COSTO DE TUBERIA: 2223.82 CORTE DE TUBERIA: 29.40 BISELADO, ALINEAMIENTO Y SOLDEO TUBOS: 184.08 MANIPULEO TUBERIA: 319.92 RETIRO TUBERIA: 749.08 PRUEBA HIDROSTATICA: 60.47	24 172.02	No aplica	211.08	236.53	27 085.88
C. COSTOS DE ALQUILER EQUIPOS EQUIPO DE CORTE y SOLDADURA: 126.72 MAQ. SOLDAR DE 300 AMP. DIESEL (INCLUYE COMBUSTIBLE):316.80 CAMION GRUA DE HASTA 2 TON. (CON OPERADOR Y COMBUSTIBLE):16329.60					
Fecha de la infracción y/o detección					Diciembre 2015
Costo evitado a la fecha de la infracción					35 505.42
Costo evitado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					25 563.90
Fecha de cálculo de multa					Noviembre 2017
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					23
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en \$					30 960.89
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.25
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en S/					100 684.82
Factor B de la Infracción en UIT					24.86
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					0.95
<b>Multa en UIT</b>					<b>23.62</b>

El total de la multa expresado en Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por el incumplimiento del artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

<sup>13</sup> Fuente: Costos Consorcio Terminales – GMP y Oiltanking: CONTRATO N° TER-MANT-007-2008, de enero 2008.

Incumplimiento 1 A Multa =  $(([28.35+24.86] + 0)/1)*0.95$

Incumplimiento 1 B Multa =  $((53.21 + 0)/1)*0.95$

Multa = **50.56 UIT**<sup>14</sup>.

9. En ese sentido, las sanciones a imponer se encuentran dentro de los rangos establecidos de acuerdo a lo señalado en los cálculos de la multa indicados en los párrafos precedentes respecto a la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD y modificatorias.

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; la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, modificada por el Decreto Legislativo N° 1272; la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD y su modificatoria; el Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD;

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.- SANCIONAR** a la empresa **CNPC PERU S.A.** con una multa de cincuenta con cincuenta y seis centésimas (50.56) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), vigentes a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 1 señalado en el numeral 2 de la presente Resolución.

**Código de Infracción:** 160000601901

**Artículo 2°.- DISPONER** que el monto de las multas sea depositado a través de los canales de atención (Agencias y banca por internet) del **BCP**, **Interbank** y **Scotiabank** con el nombre "**MULTAS PAS**" y, en el caso del **BBVA** con el nombre "**OSINERGMIN MULTAS PAS**"; importes que deberán 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** que figura en las Resoluciones de multas PAS correspondiente, sin perjuicio de informar de manera documentada a Osinergmin de los pagos realizados.

---

<sup>14</sup> El valor de la Unidad Impositiva Tributaria durante el año 2017 es de S/. 4 050 Nuevos Soles, de conformidad al Decreto Supremo N° 353-2016-EF.

**Artículo 3°.**- NOTIFICAR a la empresa **CNPC PERU S.A.** el contenido de la presente Resolución.

«image:osifirma»

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