

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

Lima, 05 de octubre del 2018

VISTOS:

El expediente N° 201500168898, el Informe de Instrucción N° DSHL 850-2017, de fecha 25 de octubre de 2017, y el Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, de fecha 14 de diciembre del 2017, 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 noviembre de 2015, ocurrieron diversos incidentes y/o derrames de fluido de producción por las líneas de flujo y por oleoductos en distintos lugares del Lote X, de responsabilidad de la empresa **CNPC PERU S.A.** Con escrito de registro N° 201500168898 de fecha 14 de diciembre de 2015, la empresa fiscalizada remitió el Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015.
2. Mediante el Oficio N° 2046-2017-OS-DSHL/JEE, comunicado mediante Cédula de Notificación N° 955-2017-DSHL, notificada el 03 de noviembre de 2017, se inició procedimiento administrativo sancionador a la empresa **CNPC PERU S.A.**, adjuntándose como sustento de las imputaciones el Informe de Instrucción N° DSHL 850-2017, y concediéndole a dicha empresa fiscalizada, el plazo de cinco (05) días hábiles para la presentación de sus descargos respectivos, tal y como se detalla a continuación:

N°	INCUMPLIMIENTO	NORMA INFRINGIDA	OBLIGACIÓN NORMATIVA										
1	No cumplir con mantener en buen estado determinadas instalaciones de producción activas del Lote X. Del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015 (en adelante Reporte Mensual), remitido por la empresa fiscalizada, se advierte la ocurrencia de determinadas fugas de fluido de producción por líneas de flujo de los pozos activos en las siguientes locaciones: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>3</td><td>Batería TA 24, entrada a separador 3.</td></tr><tr><td>4</td><td>Batería TA 25, MC 06.</td></tr><tr><td>5</td><td>BA 35, Pozo EA 8624</td></tr><tr><td>6</td><td>OR 11, Pozo EA11064</td></tr></table>	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	3	Batería TA 24, entrada a separador 3.	4	Batería TA 25, MC 06.	5	BA 35, Pozo EA 8624	6	OR 11, Pozo EA11064	Artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM.	“Artículo 217°.- Mantenimiento de las Instalaciones de Producción Las instalaciones de producción activas serán mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos (...).”
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME												
3	Batería TA 24, entrada a separador 3.												
4	Batería TA 25, MC 06.												
5	BA 35, Pozo EA 8624												
6	OR 11, Pozo EA11064												

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

	7	Batería CA 22, líneas totales MC 05.			
	8	CA 19. Pozo AA 58			
	9	Batería LA 06, MC 02.			
	12	CE 10, Pozo EA 489			
	13	CE 10, Pozo EA11226			
	16	TA 25, Pozo EA 8677			
	19	CA 20, Pozo AA 6094			
	20	CE 10, Pozo EA 867			
	21	OR 12, Pozo EA 7159			
	22	ZA 01, Pozo EA 8346			
	24	TA 24. Pozo EA 7542			
	25	CA 22, Pozo AA 9159			
	26	TA 25, Pozo EA 8179			
	27	Batería PN 31, Separador Nro. 05.			
	28	OR 12, Pozo EA 5784			
	29	PN 33, Pozo EA 8466			
	30	TA 27, Pozo EA 11167D			
	31	LA 09, Pozo EA 7199			
	32	BA 34, Pozo EA 11119			
	33	BA 34, Pozo EA 11247			
	34	OR 11, Pozo EA11148			
	35	OR 12, Pozo EA 805			
	36	PN 31, Pozo EA 5782			
	37	ZA 02, Pozo EA 7112			
	38	BA 35, Pozo EAI 1241D			
	41	LA 07, Pozo EA 2239			
	42	BA 34, Pozo EAI 1294D			
	47	TA 25, Pozo EA 1724			
	48	CE 10, Pozo EA 9241			
	50	TA 24, Pozo EA 7913			
	51	OR 11, Pozo EA 7293			
	52	BA 34. Pozo EA 7949			
	53	BA 34. Pozo EA 8672			
	54	PN 31, Pozo EA 8743			
	55	BA 34, Pozo EAI 1294D			
	57	Batería OR II, línea de pruebas MC 07.			
	58	Batería OR 11, MC 08.			
	59	TA 28, Pozo EA 727			
	60	LA 09, Pozo EA 8052			
	61	TA 24, Pozo EA 8341			
	62	OR 11, Pozo EA11136			

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL**

63	Batería OR 12, línea de totales MC Nro. 03.
64	CA 19, Pozo AA 6799
65	OR 12, Pozo EA 1923
66	TA 24, Pozo EA 2416
67	BA 34, Pozo EA 8684
68	CA 21, Pozo AA 6379
69	LA 09, Pozo EA 2494
70	OR 12, Pozo EA 7159
71	ZA 01, Pozo EA 8346
72	BA 34, Pozo EA11294D
73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.
74	Batería OR 12, línea de totales MC 06.
75	OR 12, Pozo EA 856
77	Ce 10, Pozo EA 826.

Así como por los siguientes derrames por oleoductos en las siguientes locaciones:

ITEMS	LUGAR DEL DERRAME
1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.
2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.
10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801
15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832
18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280
46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613
49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.
76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.

Al respecto, de la información remitida por la empresa fiscalizada mediante escritos de registro N° 201500168898 de fechas 10 y 30 de marzo del 2016 (Cartas N° CNPC-APLX-OP-067-2016 y N° CNPC-APLX-068-2016), se advierte que las causas que motivaron los derrames en las líneas de flujo de los incidentes N° 3 y N° 69 del Reporte Mensual, fue el "Desgaste en la unión tuerca" y el "Desgaste en conexión de la válvula check de 2 pulgadas"; y, en los demás derrames en las línea de flujo y en oleoductos, se observa que la causa fue el "desgaste de material por corrosión".

Asimismo, respecto a las acciones operativas de control de las líneas de flujo, se observa que la empresa fiscalizada solo ha informado acerca de reemplazos de emergencia realizados el mismo día o en fecha posterior a la ocurrencia de los citados derrames; por lo que ello corrobora que la empresa fiscalizada no ha cumplido con mantener en buen estado las líneas de flujo, a fin de evitar derrames o fugas de los fluidos producidos.

En este sentido, las citadas instalaciones de producción activas, en los puntos de falla, no han sido mantenidas en buenas condiciones de operación, con lo cual se hubiera podido evitar los citados derrames.

Asimismo, respecto a las acciones operativas de control de los oleoductos, se observa que la empresa fiscalizada declara haber realizado el reemplazo de los tramos de los oleoductos afectados

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

	únicamente en los ítems N° 10, 15 y 46, cuyas fechas de ejecución datan a partir de diciembre del 2016; es decir, que fueron hechos en fechas posteriores a la ocurrencia de los citados derrames (noviembre 2015), en cuanto a los ítems N° 1, 2, 18, 49 y 76 se han colocado grapas estándar con posterioridad a los derrames ocurridos. En ese sentido, se advierte un supuesto incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente.																																										
2	No cumplir con colocar sobre soportes determinadas líneas de flujo de pozos activos, del Lote X. De la evaluación de la información relacionada a las líneas de flujo de pozos activos de las siguientes locaciones: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>5</td><td>BA 35, Pozo EA 8624</td></tr><tr><td>8</td><td>CA 19. Pozo AA 58</td></tr><tr><td>12</td><td>CE 10, Pozo EA 489</td></tr><tr><td>19</td><td>CA 20, Pozo AA 6094</td></tr><tr><td>20</td><td>CE 10, Pozo EA 867</td></tr><tr><td>22</td><td>ZA 01, Pozo EA 8346</td></tr><tr><td>31</td><td>LA 09, Pozo EA 7199</td></tr><tr><td>34</td><td>OR 11, Pozo EA11148</td></tr><tr><td>35</td><td>OR 12, Pozo EA 805</td></tr><tr><td>36</td><td>PN 31, Pozo EA 5782</td></tr><tr><td>37</td><td>ZA 02, Pozo EA 7112</td></tr><tr><td>41</td><td>LA 07, Pozo EA 2239</td></tr><tr><td>51</td><td>OR 11, Pozo EA 7293</td></tr><tr><td>53</td><td>BA 34. Pozo EA 8672</td></tr><tr><td>57</td><td>Batería OR II, línea de pruebas MC 07.</td></tr><tr><td>58</td><td>Batería OR 11, MC 08.</td></tr><tr><td>67</td><td>BA 34, Pozo EA 8684</td></tr><tr><td>73</td><td>Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.</td></tr><tr><td>75</td><td>OR 12, Pozo EA 856</td></tr></table> Del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015), se advierte del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 10 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-OP-067-2016), remitido por la empresa fiscalizada que las citadas líneas de flujo están apoyadas sobre la superficie del suelo, sin ningún soporte. En ese sentido, se advierte un supuesto incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente.	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	5	BA 35, Pozo EA 8624	8	CA 19. Pozo AA 58	12	CE 10, Pozo EA 489	19	CA 20, Pozo AA 6094	20	CE 10, Pozo EA 867	22	ZA 01, Pozo EA 8346	31	LA 09, Pozo EA 7199	34	OR 11, Pozo EA11148	35	OR 12, Pozo EA 805	36	PN 31, Pozo EA 5782	37	ZA 02, Pozo EA 7112	41	LA 07, Pozo EA 2239	51	OR 11, Pozo EA 7293	53	BA 34. Pozo EA 8672	57	Batería OR II, línea de pruebas MC 07.	58	Batería OR 11, MC 08.	67	BA 34, Pozo EA 8684	73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.	75	OR 12, Pozo EA 856	Artículo 203º del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.	“Artículo 203º.- Ductos instalados sobre superficie Los ductos de transporte y recolección que han sido instalados sobre la superficie deberán estar colocados sobre soportes, que no afecten su integridad estructural.”
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																																										
5	BA 35, Pozo EA 8624																																										
8	CA 19. Pozo AA 58																																										
12	CE 10, Pozo EA 489																																										
19	CA 20, Pozo AA 6094																																										
20	CE 10, Pozo EA 867																																										
22	ZA 01, Pozo EA 8346																																										
31	LA 09, Pozo EA 7199																																										
34	OR 11, Pozo EA11148																																										
35	OR 12, Pozo EA 805																																										
36	PN 31, Pozo EA 5782																																										
37	ZA 02, Pozo EA 7112																																										
41	LA 07, Pozo EA 2239																																										
51	OR 11, Pozo EA 7293																																										
53	BA 34. Pozo EA 8672																																										
57	Batería OR II, línea de pruebas MC 07.																																										
58	Batería OR 11, MC 08.																																										
67	BA 34, Pozo EA 8684																																										
73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.																																										
75	OR 12, Pozo EA 856																																										
3	No cumplir con aplicar un sistema de revestimiento externo a determinados oleoductos, ubicados en el Lote X. De la evaluación de la información relacionada a los derrames en los oleoductos de las siguientes locaciones:	Artículo 56º del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por	“Artículo 56º. - Revestimientos Se aplicará un sistema de revestimiento externo que																																								

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

	<table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>1</td><td>Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.</td></tr><tr><td>2</td><td>Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.</td></tr><tr><td>10</td><td>Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801</td></tr><tr><td>15</td><td>Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832</td></tr><tr><td>18</td><td>Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280</td></tr><tr><td>46</td><td>Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613</td></tr><tr><td>49</td><td>Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.</td></tr><tr><td>76</td><td>Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.</td></tr></table> del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015); se advierte del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-068-2016), respecto a las causas que motivaron los casos de derrames en los 8 tramos de los oleoductos, que la empresa fiscalizada declara que fue debido al "desgaste de material por corrosión". Asimismo, de la revisión de los registros fotográficos adjuntos al mencionado escrito, se observa que dichos oleoductos no están provistos de un sistema de revestimiento externo que los proteja de la corrosión exterior. En ese sentido, se advierte un supuesto incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente.	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.	2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.	10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801	15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832	18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280	46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613	49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.	76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.	Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.	garantice su efectividad durante la vida útil de la instalación. El Revestimiento de las tuberías debe revisarse después de su instalación, de acuerdo con los requerimientos de las Normas ANSI/ASME B31.4 o ANSI/ASME B31.8."
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																				
1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.																				
2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.																				
10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801																				
15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832																				
18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280																				
46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613																				
49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.																				
76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.																				
4	CNPC PERU S.A. no cumplió con presentar la propuesta técnica de reparación definitiva de determinados tramos de los oleoductos activos, ubicados en el Lote X, relacionados con los derrames menores de 1 barril reportados como ocurridos durante el mes de noviembre del 2015, en el siguiente orden de numeración: 1, 2, 18, 49 y 76. En el escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-068-2016), respecto al tipo de corrosión en los 05 tramos de los oleoductos de las siguientes locaciones: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>1</td><td>Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.</td></tr><tr><td>2</td><td>Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.</td></tr><tr><td>18</td><td>Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280</td></tr><tr><td>49</td><td>Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.</td></tr><tr><td>76</td><td>Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.</td></tr></table> En las que se produjo los derrames reportados, se verifica que la empresa fiscalizada declara que "el tramo fallado no ha sido reemplazado. Cuando se ejecute el reemplazo se analizará y determinará el tipo de corrosión. Se instaló grapa estándar." Asimismo, la empresa fiscalizada declara como medidas correctivas, que la grapa estándar instalada se considera como reparación definitiva; no obstante, cabe señalar que, de acuerdo a lo previsto en la normatividad vigente, las grapas solo están permitidas para reparaciones temporales. En ese sentido, al tratarse de reparaciones temporales, la empresa	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.	2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.	18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280	49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.	76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.	Artículo 79° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM. <u>En concordancia:</u> Artículo 42° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.	"Artículo 79°. - Acciones por rotura, avería o fuga en el Ducto (...) En caso de que la reparación fuera temporal, este hecho deberá ser comunicado al OSINERGMIN, y en el plazo máximo de treinta (30) días contados a partir de la fecha del incidente, el Operador deberá presentar ante OSINERGMIN la propuesta técnica de reparación definitiva y su respectivo cronograma de ejecución, así como el informe definitivo sobre las causas del incidente. OSINERGMIN tendrá un plazo máximo de diez (10) Días para pronunciarse acerca de la propuesta técnica de reparación definitiva. En casos debidamente justificados, el plazo para la presentación de la propuesta a que hace referencia el párrafo anterior podrá extenderse. A dicho efecto, el Operador, dentro del plazo antes indicado, presentará su						
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																				
1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.																				
2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.																				
18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280																				
49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.																				
76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.																				

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

	fiscalizada se encuentra obligada a remitir una propuesta técnica de reparación definitiva de dichos tramos; documentación que no ha cumplido con remitir, por lo que se advierte un supuesto incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente.		solicitud debidamente fundamentada al OSINERGMIN, a fin de que este organismo emita su pronunciamiento en un plazo máximo de cinco (5) Días. (...)” En concordancia con: “Artículo 42°. - Reparación de defectos en la tubería y accesorios No está permitida la reparación de defectos mediante parchado de tubería. Se permite el uso de “camisas” o “camisetas” (“sleeve”) para reparaciones temporales. (...)”.
--	---	--	---

3. Mediante escrito de registro N° 201500168898, de fecha 10 de noviembre de 2017 (Carta CNPC-VPLX-OP-616-2017), la empresa fiscalizada cumplió con presentar sus descargos al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador.
4. Mediante Oficio N° 537-2018-OS-DSHL/JEE, notificado el 23 de febrero de 2018, se traslada a la empresa fiscalizada el Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, otorgándole el plazo de cinco (05) días hábiles, para que presente sus descargos.
5. A través del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 02 de marzo de 2018, la empresa fiscalizada presenta sus descargos al Informe Final de Instrucción.
6. A través de la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 3488-2018 de fecha 04 de julio del 2018, notificada el 19 de julio de 2018, se resolvió disponer excepcionalmente la ampliación de plazo por tres (03) meses para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador.
7. **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:

- 7.1 Respecto al **Incumplimiento N° 1**, la empresa fiscalizada señala que el Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, es la misma autoridad quien reconoce que el Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM no enumera o especifica cuales son las instalaciones de producción activas ni se establece una definición de las mismas. En ese sentido, resulta Inexplicable que existiendo un reconocimiento tácito de Osinergmin de que no existe una definición del término "*Instalación de Producción Activa*", se insiste en realizar una imputación del Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM a las tuberías llamadas "*líneas de flujo*" cuando el Artículo 2° de la misma norma establece los límites de su aplicación y no permite esta acción. Así, cuando la autoridad señala que: "*(...) la normativa en cuestión hace referencia a toda tubería o equipo, por dónde se transporta hidrocarburos u opere con hidrocarburos (...)*", se puede apreciar 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, más aún cuando es la propia norma

(Artículo 2°) que está indicando que las definiciones, o están contenidas en el D.S. N° 032-2004 o en el Glosario de Términos del Sub Sector Hidrocarburos.

Además, el artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM, se refiere al mantenimiento de tuberías y equipos, sin embargo, se observa que lo afirmado por la autoridad: "(...) *la normativa en cuestión hace referencia a toda tubería o equipo que transporte hidrocarburos u opere con hidrocarburos (...).*" No se condice con lo señalado en el Artículo 217° porque en este artículo no hace ninguna referencia a toda tubería o equipo.

7.2 Con respecto a lo señalado en la definición de "*Instalación de Hidrocarburos*" señala claramente que las plantas, locales, estructuras, equipo o embarcaciones que ahí se indican SON UTILIZADAS para desarrollar las actividades de hidrocarburos que se clasifican en: producción, procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización. En ese sentido, las instalaciones de producción son diferentes a las instalaciones de procesamiento (separadores, volumeter, conteo); a las instalaciones de almacenamiento (tanques, instrumentos); instalaciones de transporte (bombas, oleoductos, gasoductos), etc. En consecuencia, estas instalaciones de hidrocarburos no son las "*Instalaciones de producción Activas*" referidas en el Artículo 217° tal como lo señala la autoridad, con el cual se confunde y pretende incluir a las líneas de flujo en esta definición.

Con respecto a lo señalado en el numeral 4.16 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, en el cual se indica que las definiciones de "*Sistema de Recolección e Inyección*" y "*Ducto*" contenidas en los numerales 2.48 y 2.18 del Artículo 2° del D.S. N° 081-2007-EM también están referidas a las actividades de explotación, debemos señalar que dicha afirmación NO es correcta y carece de sustento legal, dado que en ambas definiciones no hacen mención expresa ni referencia alguna a las actividades de explotación, por lo que solamente constituye una afirmación sin el debido soporte legal.

Por lo tanto, la conclusión de que las líneas de flujo constituyen instalaciones de producción activas, que es la hipótesis de Osinergmin, carecería de sustento basado en la normativa vigente del sub sector hidrocarburos de acuerdo a lo señalado por la empresa fiscalizada.

7.3 Asimismo, agregan que el artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, no es aplicable a las líneas de flujo por los siguientes motivos:

- a) **La definición o criterio interpretativo "instalaciones de producción activas" no se encuentran definidas en el D.S. N° 032-2004-EM ni en ninguna norma del subsector hidrocarburos.** El D.S. 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. Agrega que en el numeral 4.12 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1 es la misma autoridad quien reconoce expresamente que el Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM no enumera ni especifica a detalle cuales son las instalaciones de producción activas, ni establece una definición de las mismas.

En ese sentido, resulta inexplicable que existiendo un reconocimiento tácito de Osinergmin de que no existe una definición del término "*Instalación de Producción Activa*", se insiste en realizar una imputación del Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM a las tuberías llamadas "*líneas de flujo*" cuando el Artículo 2° de la misma norma establece los límites de su aplicación y no permite esta acción.

Esta extensión de alcances del Artículo 217° (no expresada en dicho artículo) que realiza la autoridad, carece de fundamento legal, dado que no es permitido por la Ley de Procedimiento Administrativo General.

En este numeral se demuestra que la falta de definiciones "*permite*" al fiscalizador establecer los supuestos incumplimientos basados en "*deducciones*", "*suposiciones*" y "*términos no mencionados en las normas del sub sector hidrocarburos*" porque se dejaría al libre albedrío las interpretaciones que se efectúan sobre la norma, situación que configuraría una clara violación al principio de legalidad y al principio de tipicidad.

La autoridad –afirma **CNPC PERU S.A.**– 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.

Por consiguiente, resultaría evidente que Osinergmin no basa sus Infracciones sobre definiciones inexistentes o que no se encuentran establecidas. Insistir con esa lógica sería arbitrario y afectaría directamente al principio de legalidad, que a su vez se vería vulnerado al imputarse posibles incumplimientos sin una norma legal que lo sustente y que además contraviene lo dispuesto en el Artículo 2° del D.S. N° 032-2004-EM.

- b) Las tuberías llamadas "líneas de flujo" y "Oleoductos" no son las "*Instalaciones de Producción Activas*" a las que se refiere el Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM.

Respecto a la definición de "*líneas de flujo*", el numeral 2.48 del Artículo 2° del Reglamento del 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*".

En este sentido, **CNPC PERU S.A.** alega que 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 los separadores en el ingreso a 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 del 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*".

De acuerdo a la función que desempeña un oleoducto, y de conformidad con la definición del numeral 2.18 del Artículo 2° del D.S. 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.

En resumen, para aplicar el Artículo 217º del D.S. N° 032-2004-EM, se debe considerar lo establecido en el Artículo 2º del D.S. N° 032-2004-EM, el cual señala claramente, que cuando se interprete y/o aplique este reglamento se utilicen todas las definiciones señaladas en el mismo: 94 definiciones que contiene el Artículo 2º y en adición el Glosario de Términos del Sub Sector Hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, debemos agregar que el Artículo 217º del D.S. 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.

- c) 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.

De conformidad con lo señalado en el numeral 2.26 del Artículo 2º del Reglamento del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, la "*Instalación de Hidrocarburos*" describe cuales son las actividades de hidrocarburos "(...) *buscar, producir, procesar, almacenar, transportar, distribuir y/o comercializar hidrocarburos*". Dentro de este contexto, las "*líneas de flujo*" son instalaciones que están mencionadas en la definición de "*Sistema de Recolección e Inyección*" y desarrollan 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 desarrollan las actividades de transporte de hidrocarburos entre estaciones. Los conceptos anteriores no se deben confundir con el de **las instalaciones usadas para producir hidrocarburos**, en concordancia con lo definido en el numeral 2.26 Instalación de Hidrocarburos del Artículo 2º del D.S. N° 081-2007-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 noviembre 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 alegan que las "*líneas de flujo*" y "*oleoductos*" materia del presente Procedimiento Administrativo Sancionador, no se encontraban cerca o próximos a instalaciones en las cuales se realizan actividad de producción, por lo que no pueden ser considerados como instalaciones de producción.

Lo expuesto en el párrafo anterior consiste en una cita literal del 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)¹. Donde la autoridad concluyó que correspondía declarar el

¹ Al respecto cabe indicar que el Artículo 217º 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

archivamiento del Procedimiento Administrativo Sancionador iniciado, en relación a la aplicación del Artículo 217° del D.S. N° 032-2004-EM.

7.4 Sobre el eximente de responsabilidad administrativa:

La empresa alega que de conformidad con lo establecido en el inciso f), numeral 1) del Artículo 255° del Decreto Supremo 006-2017-JUS, constituyen eximentes de responsabilidad por infracciones, la subsanación voluntaria por parte del posible sancionado del acto imputado como constitutivo de infracción administrativa, con anterioridad a la notificación de la imputación de cargos.

Según lo informado en el Formato N° 8, correspondiente al mes de noviembre 2015, CNPC PERU realizó el reemplazo de la totalidad de las líneas de flujo y la totalidad de los accesorios fallados durante los meses de noviembre y diciembre de 2015; en tanto que los tramos de los oleoductos afectados se reemplazaron en el período de diciembre 2015 a mayo 2017. En este contexto, al realizar **CNPC PERÚ S.A.** la subsanación voluntaria de los actos imputados como constitutivos de infracción administrativa con anterioridad al inicio del procedimiento administrativo sancionador que inició el 03 de noviembre de 2017 mediante el Oficio N° 2654-2017-OS-DSHL/JEE, precisa que se encuentra eximida de responsabilidad por lo que corresponde el archivamiento del presente procedimiento administrativo sancionador.

Por otro lado, la empresa manifiesta que lo alegado por Osinergmin en el numeral 4.36 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, evidencia su desconocimiento respecto de la excepción consignada en el literal c) del artículo 15° de la RCD N° 040-2017-OS/CD, donde no es posible la subsanación cuando se realizan incumplimientos sobre reportes o informes, situación no aplicable al presente Procedimiento Administrativo Sancionador, debido a que su representada sí cumplió con su obligación de reportar los incidentes menores de agosto de 2016; por ende enfatizan que arbitrariamente se les niega el acceso a tal eximente.

Además, resaltan que los incidentes reportados en el Formato 8 tienen la calificación de incidentes menores, que son supuestos no contemplados en el literal c) del numeral 15.3 del Artículo 15° de la RCD N° 040-2017-OS/CD, razón por la cual, al no existir una adecuación de lo tipificado en la norma como falta con aquello que se pretende sancionar, éste deviene en insubsistente.

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 eximirlos cuando claramente sí cumplió con su obligación de reportar e informar, por ello 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 que establecen al subsanar voluntariamente los actos imputados como constitutivos de infracción, antes del inicio del Procedimiento Administrativo Sancionador, corresponde el archivamiento del presente procedimiento .

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 comprensión 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.(...)

De acuerdo a lo indicado en los dos últimos literales precedentes, corresponde declarar el archivo del 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.

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 lo señalado en los numerales 4. 4 y 4.7 de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin N° 1122-2017-OS/DSHL, notificada el 21 de agosto de 2017.

En base a lo expuesto, al haber **CNPC PERÚ S.A.** procedido a realizar voluntariamente y con anterioridad al inicio del presente PAS la subsanación de los actos imputados como constitutivos de infracción administrativa, en el supuesto negado que se entienda que CNPC hubiere incurrido en infracción administrativa, precisan que la misma se encuentra eximida de responsabilidad en base a los fundamentos expresados en los párrafos precedentes.

- 7.5 En cuanto al **Incumplimiento N° 2**, la empresa fiscalizada señala que de lo indicado en los numerales 4.21 y 4.22 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, Osinergmin pretende incluir a las llamadas "líneas de flujo" y "líneas de pruebas" de los manifolds en la definición de "Ducto" y a partir de esta construcción y analogía, OSINERGMIN llega a concluir que se incumple lo establecido en el Artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM. Al respecto precisan que las palabras "Estación de bombeo" o "Compresión", son precisamente las palabras que definen el tipo de tubería que está contenida en la definición del término "Ducto", que, para las operaciones que se desarrollan en el Lote X, son las tuberías llamadas "oleoductos" y "gasoductos"; en tanto que las tuberías llamadas líneas de flujo" están contenidas en la definición del término "Sistema de Recolección e Inyección". Además en el numeral 4.23 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1 la autoridad supone que la palabra "transporte", es la función que cumplen las líneas de flujo llevando los hidrocarburos de un lugar a otro en la etapa de la producción que le corresponde, ignorando lo que señala la normativa vigente en el sub sector hidrocarburos, dado que según lo establecido en los numerales 2.18 y 2.48 del Reglamento del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, "las líneas de flujo" son las tuberías que tienen la función de recolectar y transportar hidrocarburos producidos por un contratista; en tanto que los "Ductos" no recolectan, sólo transportan hidrocarburos. En consecuencia, las tuberías llamadas "líneas de flujo" tienen una función diferente a las tuberías de la definición de "ductos".

Por otro lado, en el numeral 4.24 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, la autoridad hace una afirmación que no se ajusta a las normas vigentes cuando señala: "que el término "Ducto" comprende a toda tubería que es utilizada para transportar como para recolectar hidrocarburos y que las líneas de flujo son propiamente tuberías entonces no están exentas de la norma en cuestión.

Agrega que el Artículo 203° del D.S. N° 043-2007-EM, no puede ser aplicado a las tuberías llamadas líneas de flujo", solo es aplicable a los "ductos" los mismos que están constituidos por tuberías que denominamos "oleoductos" o "gasoductos", mas no se refiere a las tuberías llamadas comúnmente "*líneas de flujo*" por lo siguiente:

- El Artículo 203° del D.S. N° 043-2007-EM norma y regula el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, al respecto, el artículo 203° se encuentra incluido en el TITULO VII "*Operaciones de transporte y almacenamiento de hidrocarburos y otros productos derivados de los hidrocarburos*" y específicamente norma y regula lo señalado en el Capítulo IV del Título VII antes mencionado "*Transporte de Hidrocarburos por ductos*".
- Los "Ductos" a que se refiere el Artículo 203° están constituidos por tuberías que denominamos "oleoductos" o "gasoductos", NO SON las tuberías llamadas comúnmente "líneas de flujo", dado que el numeral 2.18 del Reglamento del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece la definición legal de "Ducto", la cual señala que es un conjunto en el

cual están incluidas tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión y su función es "Transporte de Hidrocarburos".

En ese sentido, las tuberías que trabajan en conjunto con conexiones, accesorios y una estación de bombeo o compresión son las que comúnmente llamamos "Oleoductos" (para el caso de estación de bombeo); y "Gasoductos" (para el caso de estación de compresión), definición legal que Osinergmin se niega a admitir y la lleva a realizar una interpretación errónea de la definición legal de "Ducto".

Por su parte el numeral 2.48 del Reglamento del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece la definición legal de "*Sistema de Recolección e Inyección*", la cual señala que es un conjunto en el cual están incluidas tuberías, equipos e instalaciones usados por el Contratista de un contrato de explotación y su función es "*para recolectar y transportar los Hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción o el punto de fiscalización (...)*". Estas tuberías son las que comúnmente llamamos "*líneas de flujo*", definición legal que Osinergmin se niega a admitir.

Así hay dos (02) grandes diferencias de la definición de "Sistema de Recolección e Inyección" con respecto a la definición de "Ducto":

En la definición de los "*Sistemas de Recolección e Inyección*", las tuberías forman un conjunto con equipos e Instalaciones y nada más. En tanto que en la definición de "*Ducto*", las tuberías forman un conjunto con conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión. La gran diferencia que en la definición de "Ducto" no incluye "*equipos e instalaciones*."

Para el "Sistema de Recolección e Inyección", la función de las tuberías es "recolectar y transportar hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción", definición que le da un carácter preciso de transportar sólo hidrocarburos producidos, los cuales contienen petróleo, gas y agua. En tanto que en la definición de "Ducto" su función es Transporte de Hidrocarburos, sin especificación alguna del tipo de hidrocarburo.

Por lo tanto, los "*Ductos*" no contienen las mismas tuberías mencionadas en la definición legal de "*Sistema de Recolección e Inyección*" dado que la diferencia reside en las funciones que desempeñan cada una de ellas. En consecuencia, queda demostrado que, dentro de la normativa vigente del sub sector hidrocarburos, la definición de "*Ducto*" no incluye a las "*líneas de flujo*" y el Artículo 203° del D.S. N° 043-2004-EM es aplicable a los oleoductos, que son las tuberías que forman el ducto en conjunto con una estación de bombeo.

7.6 Respecto al Incumplimiento N° 3, la empresa fiscalizada señala que en el numeral 4.28 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, Osinergmin de manera ingeniosa fundamenta su imputación en base una "revisión fotográfica" que su empresa presento adjunta a la Carta N° CNPC-APLX-068-2016.

Con respecto a lo señalado en el numeral 4.31 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, relacionado al cumplimiento del programa de adecuación al D.S. N° 081-2007-EM referido a corrosión atmosférica, manifiesta que la autoridad no entiende que el Programa de Adecuación contempló la gestión de la Política de Control de Corrosión atmosférica el cual está basado en el "*Estudio de Corrosión Atmosférica en las Instalaciones de Petrobras Energía Perú S.A.*", realizado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (copia de estos documentos fueron alcanzados con su Carta N° CNPC-APLX-CP-404-2016 de fecha 26.08.16).

En tal sentido, sí el pintado (recubrimiento extremo) no se aplicó a los oleoductos materia del supuesto incumplimiento es porque no estaban incluidos en el estudio antes mencionado, y la autoridad interpreta erróneamente que el recubrimiento debe ser aplicado a todos los oleoductos.

Por otro lado, el Artículo 56° del Anexo 1 del D.S. 081-2007-EM aplica para casos de corrosión externa de "Ductos" en tanto que las causas reportadas de los derrames fueron por

"CORROSIÓN INTERNA" en 03 casos y por "PROBABLE DESGASTE DE MATERIAL POR CORROSIÓN" (sin definir si es interna o externa) en 05 casos.

Al respecto, en la información remitida con Carta N° CNPC-APLX-068-2016 del 30 de marzo de 2015 se informó lo siguiente:

> Para los ítems 10, 15 y 46 se informó en el ítem "Tipo de Corrosión: Corrosión Interna".

> Para los ítems 1, 2, 18, 49 y 76 se informó en el ítem "Tipo de Corrosión: Tramo fallado no ha sido reemplazado".

De esta manera la imputación que la autoridad realiza está basada en un artículo que no corresponde a los incidentes ocurridos en el mes de noviembre de 2015, por lo que no corresponde su aplicación. Corresponde señalar que en la sustentación de esta la autoridad se basa en registros fotográficos sin un sustento técnico que avale la imputación.

Cabe precisar que el D.S. N° 081-2007-EM estableció un proceso para adecuar las instalaciones existentes al momento de la publicación de la mencionada norma.

- De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3° del Anexo 1 del D.S. N° 081-2007-EM, las normas de seguridad relativas al diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono son de aplicación obligatoria para todas las instalaciones nuevas construidas después del 22 de noviembre del 2007, fecha de emisión de la mencionada norma; para aquellas instalaciones existentes a la referida fecha, se adecuarán en lo que corresponda, según lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria del Reglamento.

Por su parte la Primera Disposición Complementaria del Reglamento se refiere al "Programa de Adecuación y Cronograma de Ejecución", el cual fue gestionado por la empresa y aprobado por Osinergmin mediante Oficio N° 1311-2010-OS-GFHL/UPDL recibido el 12 de febrero de 2010.

Al 22 de noviembre de 2007, fecha de emisión del D.S. N° 081-2007-EM, las líneas de flujo mencionadas, tenían la calificación de instalaciones existentes, por lo que estaba Incluido en el Programa de adecuación y ejecución.

En tal sentido, el Programa de Adecuación contempló la gestión de la Política de Control de Corrosión atmosférica el cual está basado en el "Estudio de Corrosión Atmosférica en las Instalaciones de Petrobras Energía Perú S.A.", realizado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (copia de estos documentos fueron alcanzados con nuestra Carta N° CNPC-APLX-OP-404-2016 de fecha 26.08.16).

- La autoridad realiza una interpretación errónea al asumir que el Artículo 56° del Anexo 1 del D.S. N° 081-2007-EM se aplica a todas las tuberías, y no toma en cuenta que la empresa cumplió con la adecuación que la normativa exigía, es decir, no considera sus compromisos aprobados por Osinergmin en el marco del Plan de Adecuación al D.S. N° 81-2007-EM.

Asimismo, la autoridad "deduce" que deben instalar revestimiento en todas las tuberías, dentro de las cuales Incluyen a las llamadas "líneas de flujo" y no toma en cuenta que las líneas de flujo no son ductos. Al respecto, es preciso indicar que de acuerdo con lo expuesto en el Informe Técnico N° 1.2.2-2016-000-IN-T-OM-1, el cual fue remitido al Osinergmin como Anexo N° 7 de la Carta N° CNPC-APLX-OP-037-2016 de fecha 16 de Febrero 2016; CNPC PERU cumplió con el pintado de los ductos ubicados en ambientes categorizados como C3 o más, sumando un total de 18,726 m2 de tubería, que excede largamente la cantidad de metrado comprometido en su Programa de Adecuación al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que era de 14,000 m2, el mismo que fue aprobado por el OSINERGMIN con oficio N° 1311-2010-OS-GFHL/UPDL.

- Al caso, cabe señalar que Osinergmin estaría actuando en contra de sus actos propios, ya que aprobó su Programa de Adecuación y Cronograma de Ejecución al D.S. N° 081-2007-EM, que

actualmente pretende desconocer.

- 7.7 En cuanto al **Incumplimiento N° 4**, la empresa fiscalizada señala que en los numerales 4.33 y 4.34 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, Osinergmin de manera ingeniosa inventa, por errores de traducción de la norma ASME B.31.4, que la instalación de una grapa estándar se considera como una reparación definitiva únicamente cuando hay "*defectos de tubería*", y no para derrames ocasionados por corrosión.

Al caso corresponde señalar que se nota claramente que Osinergmin realiza una errada traducción de la primera oración del literal (f) del numeral 451.6.2.9 *Permanent Repairs* de la norma ASME B.31.4-2012. Dado que de la lectura de la primera oración mencionada no se observa la palabra en inglés que significa tubería, por lo tanto, la traducción es errada. Asimismo, citan lo señalado en el numeral 5.3 del Reporte de Supervisión N° RP-RS-102-2017 de ABS Group adjunto al Oficio N° 2584-2017- OS-DSHL recibido el 26.06.2017 dónde se aprecia, la traducción realizada por la misma autoridad y no se indica que la instalación de una grapa estándar es reparación definitiva solo en los casos de defecto de tubería. Por lo tanto, para esta imputación Osinergmin se sustenta en un invento el cual carece de sustento normativo y legal.

Con respecto a lo señalado en el numeral 4.34 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, relacionado al Artículo 14° del Anexo 2 del D.S. N° 081-2007-EM, Sistema de integridad de ductos, señalan que en el mencionado artículo se describe lo que se considera un sistema de integridad de ductos y no se indica ni se hace referencia a la imputación que se pretende establecer (que la grapa estándar solo aplica para casos de defectos de tubería).

De la revisión del ítem f) *Mechanical Bolt on Clamp*, ítem 451.6.2.9: *Permanent Repairs*, del Capítulo VII: *Operation and Maintenance Procedures* de la norma ASME B.31.4 "*Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other liquids*", se traduce que: "Pueden realizarse reparaciones a los defectos de fugas y no fugas mediante la instalación de una abrazadera aplicada mecánicamente", en ningún momento la norma hace referencia a que solo aplica cuando la tubería tiene defectos de tubería, tal como afirma Osinergmin.

El Artículo 79 del Anexo 1 del D.S. N° 081-2007-EM no aplica a los casos reportados en el Formato N° 8 correspondientes al mes de noviembre de 2015, dado que la instalación de la grapa estándar es una reparación definitiva, de acuerdo a lo señalado en el segundo párrafo del Artículo 1° "Disposición General" y lo indicado en el Artículo 7° "*Aplicación de normas técnicas internacionales*" del Anexo N° 1 del D.S. N° 081-2007-EM; resulta necesario remitirse a la norma indicada en el Artículo 7°, que en el Capítulo VII: *Operation and Maintenance Procedures*, ítem 451.6.2.9: *Permanent Repairs*, ítem (f) *Mechanical Bolt -on-Clamp*, la instalación de una grapa estándar es considerada como una reparación definitiva.

La imputación señalada por Osinergmin solo aplica para el caso de reparaciones temporales, de acuerdo a lo establecido en el tercer párrafo del Artículo 79° del Anexo 1 del D.S. N° 081-2007-EM, condición que es diferente a la presentada en los casos de esta imputación, debido a que las instalaciones de grapa estándar en ambos casos constituyeron reparaciones definitivas, de acuerdo a la normativa vigente, y tal como se demuestra en los literales previos.

Asimismo, señalan que cuando se presentan este tipo de eventos, realizan una evaluación del mismo y se determina el tipo de reparación a realizar. Para los casos de esta imputación, la evaluación determinó que se produjeron fallas por presencia de orificio pasante, puntual, sin presencia de daños similares en los alrededores del lugar afectado, ni presencia de fisuras de orientación longitudinal, ni fisuras de orientación circunferencial, razón por la cual el evento presentado configuró una falla por la presencia de un "*pit*", tal como fue informado.

En estos casos, nuestra empresa tiene como política establecida que las acciones correctivas

sean de carácter permanente. De acuerdo al Artículo 79° del Anexo 1 del D.S. N° 081-2007-EM, y en función de la evaluación realizada de los eventos, para estos casos se determinó el uso de una abrazadera mecánica atornillada (grapa estándar) por constituir una reparación definitiva. En virtud de lo expuesto, constituyendo la instalación de una grapa estándar una reparación definitiva -y por ende, no temporal-, se concluye que no existe obligación legal de presentar la propuesta técnica de reparación definitiva, y en consecuencia, no han vulnerado lo establecido en el Artículo 79° del Anexo I del D.S. N° 081-2007-EM.

Como antecedente mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin N° 1447-2014-OS/GFHL, recibida el 22 de setiembre de 2014, que adjuntó el Informe Final de Procedimiento Administrativo Sancionador N° 1116-2014-OS-GFHL/UPPD de fecha 25 de agosto 2014 se resuelve concluir y disponer el archivo definitivo del procedimiento administrativo sancionador iniciado, en virtud de la aplicación de la norma antes mencionada.

Reiteran lo señalado en su carta de respuesta al Inicio de Procedimiento Administrativo Sancionador, de que Osinergmin estaría actuando en contra de sus propios actos, así como vulnerando a su vez el principio de confianza legítima, puesto que al ser clara la norma que indica que la instalación de una grampa es considerada como reparación definitiva, lo cual Osinergmin ya ha reconocido con anterioridad, resulta fácilmente apreciable que dicho ente desconoce pronunciamientos que previamente reconocen el sustento legal y fáctico empleado por la empresa fiscalizada sobre hechos idénticos.

7.8 De la Imputación de supuestos incumplimientos sin la debida motivación:

- Alega que Osinergmin concede poco o ninguna importancia a su obligación de emitir resoluciones debidamente motivadas, dado que así lo obliga la normativa vigente. Para esto cita la STC 00091-2005-PA-TC del Tribunal Constitucional respecto a la motivación de los actos administrativos, concluyendo que el actuar de OSINERGMIN, cuyos actos son reglados y por consiguiente, no pueden apartarse de mandatos establecidos no únicamente en su TUPA, sino que provienen de la Constitución misma. Es así que, en el análisis que realiza la autoridad en el numeral IV del Informe Final de Instrucción 1358-2017-INAB-1, no es posible hallar un correlato entre los hechos y las normas que se pretende aplicar y/o supuestamente infringidas y la subsecuente consecuencia jurídica.
- Esta situación demuestra una errada interpretación que Osinergmin tiene sobre el concepto de motivación, dado que las imputaciones que realiza las sustenta en deducciones, suposiciones y términos no utilizados por la normativa vigente, lo cual está prohibido por la Ley N° 27444. De esta manera, la autoridad de manera muy "creativa" se arroga la potestad de definir según su conveniencia lo que ella considera es una falta sin tener en cuenta el contenido literal de las normas que imponen sanciones (sobre las cuales no cabe interpretación in malam partem) y su desprecio por la presunción de inocencia, garantía de todo administrado.
- Tal como se señala en los numerales 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, Osinergmin se refiere a la "imputación de supuestos incumplimientos sin la debida motivación". Al respecto recuerda a la autoridad que la debida motivación no se refiere a los eventos que han reportado y que constituyen medios probatorios, sino a establecer legalmente una relación directa entre los eventos y la norma que se pretende aplicar; es decir debe existir una demostración legal de la imputación que se realiza y esta demostración debe estar fundamentada en la ley, en las normas y en principios legales.
- Es pacífica la doctrina en señalar 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.

- En tal sentido, la motivación no consiste en presentar medios probatorios sin más y sobre ellos llegar a una conclusión como la indicada en el numeral 4.11, la cual es errada y meramente literal sin sustento legal que lo ampare. Ante ello, advertimos que resulta peligroso que la administración confunda conceptos jurídicos básicos como motivación y medio probatorio, toda vez que para la misma, el mero listado de medios de prueba consistiría en una motivación, conclusión que, evidentemente, no resiste mayor análisis.
- En este punto, la debida motivación por parte de administración obliga a que esta pueda encausar los hechos con la norma supuestamente infringida de manera que no quede duda respecto de su aplicación, y en el mismo sentido, que el hecho o materia infringida se adecúe y/o calce perfectamente con aquella conducta que la norma busca sancionar, razón por la cual la administración debe establecer y fundamentar de manera precisa las consideraciones que la llevaron a su aplicación.
- Asimismo, para los incumplimientos del presente procedimiento se observa que la autoridad se aparta de la norma porque la misma no calza con el supuesto de hecho que pretende imputar, la cual, por justamente calzar perfectamente con la postura de la empresa, no es de su conveniencia y por ello es inaplicable. Recuerdan a Osinergmin que está restringido emplear la analogía en casos de normas que imponen sanciones, dado que toda norma que impone sanciones restringe derechos, y bajo esa perspectiva, una restricción, disminución y/o alteración negativa sobre los derechos del administrado no puede llevarse a cabo sin sustento normativo o sin norma positivizada.

En ese sentido, resulta necesario ser enfáticos en señalar la manera arbitraria con que la administración hace uso de sus facultades, extralimitándose y con ello, emitiendo conclusiones basadas en interpretaciones alejadas de lo que constituye una debida motivación de sus actos administrativos, los cuales claramente se sustentan en terminología ambigua y difusa, así como en "deducciones", "suposiciones" y "términos no mencionados en las normas del sub sector hidrocarburos", toda vez que no realizan una motivación con sustento legal, por lo que es clara la violación a los principios de legalidad y al principio de tipicidad consagrados en el Artículo 246° "Principios de la potestad sancionadora administrativa" del D.S. N° 006-2017-JUS.

- 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.
- 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.
- 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.

7.9 Sobre la determinación de las sanciones:

7.9.1 **Respecto a la determinación de la sanción para el Incumplimiento N° 1**, considera que el Cálculo de la Multa como sanción no guarda relación con el supuesto incumplimiento a lo establecido en el Artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

Con relación a la determinación de la sanción en el numeral 5.4 del Informe Final de Instrucción, la empresa manifiesta que el valor determinado para la variable "B" de 52.76 establecido en el numeral "5.5.4 Beneficio Ilícito (B)" para la supuesta infracción en el ítem N° 1, 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.

Así, cuestiona 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. Adicional a esto, evitar el costo implica que las operaciones queden paralizadas, lo cual no ha ocurrido.

Sobre el cálculo del presupuesto mostrado en el cuadro que acompaña al mismo numeral 5.5.4 Cálculo de multa por el Incumplimiento N° 1, señala que los montos indicados exceden los valores que se manejan en el Lote X. Así por ejemplo realiza las siguientes objeciones:

- En los costos de mano de obra, Osinergmin está considerando personal de alto nivel (senior) con lo cual, estos costos exceden en alrededor del 40%.
- El número de puestos de trabajo para realizar el reemplazo de las tuberías afectadas es de un máximo de 04 personas, en tanto que Osinergmin está considerando 05 puestos de trabajo.
- El costo de los materiales excede un 35% del utilizado.
- El costo de alquiler de equipos excede un 20% de los utilizados en el Lote X.

Lo arriba expuesto, llama la atención dado que los valores, personal involucrados y costos no se condicen con la realidad, o en todo caso, dicha "realidad" que la autoridad emplea para hacer su cálculo es muy ajena a la del Lote X. En consecuencia, la aplicación directa de dichos valores les afecta puesto que la sanción se incrementa exponencialmente en base a unos precios que no se condicen con los manejados en su operación.

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.

7.9.2 **Respecto a la determinación de la sanción para el incumplimiento N° 2**, considera que el Cálculo de la Multa como sanción no guarda relación con el supuesto incumplimiento a lo establecido en el Artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

Con relación a la determinación de la sanción en el numeral 5.4 del Informe Final de Instrucción,

la empresa manifiesta que el valor determinado para la variable "B" de 26.76 establecido en el numeral "5.6.4 Beneficio Ilícito (B)" para la supuesta infracción en el ítem N° 2, 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.

Sobre el cálculo del presupuesto mostrado en el cuadro que acompaña al mismo numeral 5.6.4 "Cálculo de multa por el Incumplimiento N° 2, señala que los montos indicados exceden los valores que se manejan en el Lote X. Así por ejemplo realiza las siguientes objeciones:

- En los costos de mano de obra, Osinergmin está considerando personal de alto nivel (senior) con lo cual, estos costos exceden en alrededor del 40%.
- El número de puestos de trabajo para realizar estos trabajos es de un máximo de 03 personas, en tanto que Osinergmin está considerando 05 puestos de trabajo.
- El costo de los materiales excede un 30% del utilizado.

Lo arriba expuesto, llama la atención dado que los valores, empleados para el cálculo no se condicen con la realidad, dado que la autoridad emplea para hacer su cálculo es muy ajena a la del (Lote X). En consecuencia, la aplicación directa de dichos valores les afecta puesto que la sanción se incrementa exponencialmente en base a unos precios que no se condicen con los manejados en su operación.

7.9.3 Respecto a la determinación de la sanción para el incumplimiento N° 3, considera que el Cálculo de la Multa como sanción al supuesto incumplimiento a lo establecido en el Artículo 56° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, no guarda relación con el supuesto incumplimiento.

Con relación a la determinación de la sanción en el numeral 5.4 del Informe Final de Instrucción, la empresa manifiesta que el valor determinado para la variable "B" de 16.27 establecido en el numeral "5.7.4 Beneficio Ilícito (B)" para la supuesta infracción en el ítem N° 3, 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.

Sobre el cálculo del presupuesto mostrado en el cuadro que acompaña al mismo numeral 5.7.4 "Cálculo de multa por el Incumplimiento N° 3, señala que los montos indicados exceden los valores que se manejan en el Lote X. Así por ejemplo realiza las siguientes objeciones:

- En los costos de mano de obra, Osinergmin está considerando personal de alto nivel (senior) con lo cual, estos costos exceden en alrededor del 40%.
- El número de puestos de trabajo para realizar estos trabajos es de un máximo de 04 personas, en tanto que Osinergmin está considerando 06 puestos de trabajo.
- El costo de los materiales excede un 25% del utilizado.

Lo antes expuesto, llama la atención dado que los valores, empleados para el cálculo no se condicen con la realidad, dado que la autoridad emplea para hacer su cálculo es muy ajena a la del (Lote X). En consecuencia, la aplicación directa de dichos valores les afecta puesto que la sanción se incrementa exponencialmente en base a unos precios que no se condicen con los manejados en su operación.

- 7.9.4 **Respecto a la determinación de la sanción para el incumplimiento N° 4**, considera que el Cálculo de la Multa como sanción al supuesto incumplimiento a lo establecido en el Artículo 79° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, no guarda relación con el supuesto incumplimiento.

Con relación a la determinación de la sanción en el numeral 5.4 del Informe Final de Instrucción, la empresa manifiesta que el valor determinado para la variable "B" de 3.21 establecido en el numeral "5.8.4 Beneficio Ilícito (B)" para la supuesta infracción en el ítem N° 4, 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.

Sobre el cálculo del presupuesto mostrado en el cuadro que acompaña al mismo numeral 5.7.4 "Cálculo de multa por el Incumplimiento N° 4", señala que los montos indicados exceden los valores que se manejan en el Lote X. Así por ejemplo realiza las siguientes objeciones:

- Los costos de elaboración exceden en alrededor del 35%.
- El número de puestos de trabajo para realizar estos trabajos es de un máximo de 01 persona, en tanto que Osinergmin está considerando 02 puestos de trabajo.
- El costo de los materiales excede un 20% del utilizado.

Lo antes expuesto, sorprende dado que los valores, empleados para el cálculo difieren con la realidad, dado que la autoridad emplea para hacer su cálculo es muy ajena a la del (Lote X). En consecuencia, la aplicación directa de dichos valores les afecta puesto que la sanción se incrementa exponencialmente en base a unos precios que no se condicen con los manejados en su operación.

Por tanto, en virtud a los argumentos antes expuestos, solicitan se sirva proceder al archivo de la presente instrucción.

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

8. **Análisis de los Actuados en el Procedimiento Administrativo Sancionador**

- 8.1 Es materia de análisis del presente procedimiento el determinar si la empresa fiscalizada incumplió lo establecido en los artículos 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM; el Artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM; y, los Artículos 56° y 79° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

- 8.2 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.

- 8.3 Respecto al **eximente de responsabilidad administrativa**, que indica la empresa fiscalizada en el numeral 7.4 de la presente Resolución, debemos señalar lo siguiente:

8.3.1 El incumplimiento materia de análisis, está relacionado a derrames menores de fluido de producción. En ese sentido, si bien en el numeral 4.36 del Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1 se consignó que el presente caso no era pasible de subsanación de conformidad con el literal c) 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, debemos precisar que el mismo se encuentra referido a incumplimientos relacionados a la presentación de Reportes o Informes de accidentes y/o situaciones de emergencia; es decir, a no presentar o presentar a destiempo dichos Reportes e Informes, dicho argumento no resulta aplicable al presente caso.

8.3.2 En este sentido, corresponde evaluar si la empresa fiscalizada ha subsanado o no los incumplimientos materia del presente procedimiento administrativo sancionador, antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador:

- a. Respecto al **Incumplimiento N° 1**: Si bien la empresa fiscalizada manifiesta que ha reemplazado la totalidad de las líneas de flujo y la totalidad de los accesorios fallados durante los meses de noviembre y diciembre de 2015; indicando además, que los tramos de los oleoductos afectados se reemplazaron en el período de diciembre 2015 a mayo 2017; debemos señalar que ni en el Formato N° 8 ni en sus descargos la empresa fiscalizada ha adjuntado ninguna fotografía o medio probatorio que permita verificar que ha efectuado las subsanaciones voluntarias indicadas antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador. En cuanto a los oleoductos (ítems N° 1, 2, 18, 49 y 76), se observa que en los mismos se han colocado grapas estándar (medida temporal), con posterioridad a los derrames ocurridos, lo cual no constituye una medida correctiva definitiva que califique como subsanación del presente Incumplimiento.
- b. Respecto al **Incumplimiento N° 2**: La empresa fiscalizada no adjunta a sus descargos ningún medio probatorio que permita verificar su subsanación, antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador.
- c. Respecto al **Incumplimiento N° 3**: La empresa fiscalizada no adjunta a sus descargos ningún medio probatorio que permita verificar su subsanación, antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador.
- d. Respecto al **Incumplimiento N° 4**: La empresa fiscalizada no adjunta a sus descargos ningún medio probatorio que permita verificar su subsanación, antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador.

De lo expuesto en los párrafos precedentes, no procede el archivo en virtud del literal f) del artículo 17 del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador de las actividades energéticas y mineras aprobado por Resolución de Consejo Directivo N°040-2017-OS/CD, al no haberse verificado la subsanación voluntaria de los incumplimientos antes del inicio del procedimiento.

8.4 Respecto a la **imputación de supuestos incumplimientos sin la debida motivación**, alegado por la empresa fiscalizada en el numeral 7.4 del presente Informe, debemos señalar lo siguiente:

- Los sustentos de todos los incumplimientos señalados se encuentran claramente establecidos en el numeral 2 de la presente Resolución, donde se encuentran los fundamentos que sustentan las imputaciones. Parte de la fundamentación está basada en la propia información remitida por la

empresa fiscalizada mediante escritos de registro N° 201500168898 de fechas 10 y 30 de marzo del 2016 (Cartas N° CNPC-APLX-OP-067-2016 y N° CNPC-APLX-068-2016).

- Cabe señalar, que la información citada en los párrafos precedentes, fueron elaboradas por la propia empresa fiscalizada, como consecuencia de haber investigado las causas de los derrames, por lo que las conclusiones señaladas en las mismas constituyen declaraciones juradas de acuerdo a lo establecido en el artículo 85º del Reglamento General del Osinergmin². Asimismo, el artículo 49º del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, establece que toda Declaración Jurada se presume verificada por quien hace uso de ella³. Al respecto, conforme el artículo 174⁴ del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, no son objeto de probanza entre otros, aquellos hechos que se hayan comprobado con ocasión del ejercicio de las funciones de la autoridad administrativa y los sujetos a la presunción de veracidad. En este sentido, se concluye que las imputaciones en el presente caso se encuentran debidamente motivadas.

8.5 Respecto al **Incumplimiento N° 1** y lo alegado por la empresa fiscalizada cuando indica que las denominaciones de “líneas de flujo”, “oleoductos” e “instalaciones de producción activas” no se encuentran definidas en ninguna norma del subsector hidrocarburos, debemos señalar lo siguiente:

Si bien el artículo 2º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM y otras normas del sector hidrocarburos no contienen todas las definiciones de todos los términos contenidos en los Reglamentos, ello no invalida su aplicación ni tampoco exonera a las empresas fiscalizadas de su cumplimiento. Así, el artículo 2º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM y el Glosario de Siglas y Abreviaturas del Sub sector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM, no constituyen un listado cerrado de definiciones, sino que contienen la enumeración de las principales definiciones que el legislador consideró importante incluir en dichos cuerpos normativos.

Lo indicado anteriormente, no implica que no exista norma expresa que faculte a la autoridad a fiscalizar el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 217º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, ni tampoco que se esté efectuando una interpretación extensiva o analógica de la norma, incumpliendo el Principio de Legalidad y Tipicidad, como indica la empresa fiscalizada; pues el hecho de que los Reglamentos y Glosarios no contengan todas las definiciones no exonera a las empresas fiscalizadas del cumplimiento de los mismos, ni tampoco puede invalidar su contenido.

Es en este contexto que el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temes de Energía y Minería – TASTEM, a través de la Resolución N° 280-2017-OS/TASTEM-S2, reconoce que las instalaciones de

² Decreto Supremo N° 054-2001-EM

Reglamento General del Osinergmin

“Artículo 85.- Carácter de la Información presentada a Osinergmin

Toda la información que se presente o proporcione a los funcionarios de un Órgano de Osinergmin tendrá el carácter de declaración jurada (...)”.

³ Resolución N° 076-2015-OS/TASTEM-S2.

⁴ Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444

Artículo 174.- Hechos no sujetos a actuación probatoria

No será actuada prueba respecto a hechos públicos o notorios, respecto a hechos alegados por las partes cuya prueba consta en los archivos de la entidad, sobre los que se haya comprobado con ocasión del ejercicio de sus funciones, o sujetos a la presunción de veracidad, sin perjuicio de su fiscalización posterior.

producción a que se refiere el citado artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, son las *“tuberías y equipos que transportan u operan hidrocarburos en el marco de la actividad de producción de hidrocarburos, las cuales deberán ser mantenidas en buen estado”*. De esta manera, el mencionado Tribunal ya ha reconocido que, si bien el término *“Instalaciones de Producción Activa”* no se encuentra definido, no invalida la aplicación del artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM ni tampoco torna en inexigible su contenido.

Asimismo, cabe indicar que a fin de poder identificar los ductos materia del incumplimiento, se consideró 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 noviembre 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 normatividad vigente; por lo cual la empresa fiscalizada incurre en error cuando señala que es la autoridad la que ha utilizado dichos términos haciendo una interpretación extensiva de la norma.

Por lo expuesto, carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada, por lo cual habiéndose cumplido estrictamente los Principios de Tipicidad, Legalidad y del Debido Proceso, corresponde analizar los argumentos relativos a los incumplimientos imputados.

- 8.6 Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada cuando indica que las *“líneas de flujo”*, *“oleoductos”* e *“instalaciones de hidrocarburos”* no son las *“Instalaciones de Producción Activas”* a las que se refiere el Artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, debemos señalar lo siguiente:

Conforme se ha indicado, las instalaciones que no habían sido mantenidas en buen estado eran **“líneas de flujo”** y **“oleoductos”** que forman parte del Sistema de Recolección e Inyección del Lote X, cuya definición se desprende del numeral 2.48 del artículo 2° 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 las líneas de flujo y los oleoductos 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 Explotación⁵ (que implica desarrollo y **producción**, conforme a la definición contenida en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM), los operadores utilizan las líneas de flujo, oleoductos y los Ductos de Recolección para transportar los hidrocarburos que extraen o producen, por lo cual dichos ductos sí constituyen una “instalación de producción activa”.

En otro orden de ideas, de la definición de “*Instalación de Hidrocarburos*”⁶ se observa que la misma se encuentra referida a cualquier estructura utilizada para “*producir*”, por lo cual también se encontraría referido dicho concepto a lo que constituye una “*instalación de producción activa*”.

Al respecto, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería – TASTEM, a través de la Resolución N° 280-2017-OS/TASTEM-S2, reconoce que las instalaciones de producción a que se refiere el citado artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, son las “tuberías y equipos que transportan u operan hidrocarburos en el marco de la actividad de producción de hidrocarburos, las cuales deberán ser mantenidas en buen estado”. Asimismo, indica que al encontrarse dicho artículo dentro del Capítulo “Producción en General” del Título “Producción” su contenido se aplica a todas las instalaciones que contribuyen a la realización de la actividad de producción de hidrocarburos, que incluye los pozos, equipos, tuberías, entre otros.

En este sentido, el mencionado Tribunal ya ha reconocido que el contenido del artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, resulta aplicable a todas las tuberías que transportan u operan hidrocarburos en el marco de la actividad de producción de hidrocarburos, así como todas las tuberías que contribuyen a la realización de la actividad de producción de hidrocarburos; lo cual incluye a las “líneas de flujo”, “oleoductos” y “tramos de ductos de recolección activos” materia del presente procedimiento administrativo sancionador. Bajo dicho contexto, las referidas instalaciones son consideradas por el Tribunal como las “Instalaciones de Producción Activas” a que se refiere el citado artículo; por lo que carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada.

Por lo expuesto y siendo que la empresa fiscalizada se encuentra realizando Actividades de Explotación (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”.

8.7 Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada cuando indica que las “Líneas de Flujo” pertenecen a las actividades de recolección y transporte de hidrocarburos y los “ductos” y “Oleoductos” pertenecen a las actividades de transporte de hidrocarburos, los cuales no son

⁵ 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.”

⁶ El Glosario, Siglas y abreviaturas del Subsector Hidrocarburos aprobado por D.S N° 032-2002-EM y modificatorias, contiene una definición del término “Instalación de Hidrocarburos” el cual lo define como: “Planta, local, estructura, equipo o embarcación utilizados para buscar, producir, procesar, almacenar, transportar, distribuir y comercializar Hidrocarburos. (...)” (subrayados agregados). Asimismo, define el término “Producción” como la “Actividad cuya finalidad es el flujo y manipuleo de Hidrocarburos. Incluye la operación de Pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de Hidrocarburos (...)”

instalaciones de producción activas, debemos reiterar que dichas definiciones, están también referidas a las Actividades de Explotación (lo cual involucra la producción), por tanto les resulta aplicable el artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

En este sentido, y de acuerdo a lo indicado anteriormente, al ser dichas instalaciones tuberías que transportan u operan hidrocarburos en el marco de la actividad de producción de hidrocarburos, así como tuberías que contribuyen a la realización de la actividad de producción de hidrocarburos, son consideradas por el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería – TASTEM, como las instalaciones de producción activas a que se refiere el artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, por lo que carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada.

- 8.8 Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada cuando indica que los eventos menores se produjeron en lugares en los cuales no hay actividad de producción sino de transporte, debemos señalar lo siguiente:

Las "Líneas de Flujo" y los "tramos de ductos de recolección activos", materia del presente incumplimiento, al encontrarse ubicados antes del Punto de Fiscalización, forman parte del Sistema de Recolección e Inyección del Lote X, los cuales por definición 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 referido punto de fiscalización o recepción.

En este sentido, reiteramos que para realizar Actividades de Explotación⁷ (que implica desarrollo y **producción**), los operadores utilizan las líneas de flujo y los Ductos de Recolección para transportar los hidrocarburos que extraen o producen, por lo cual dichos ductos sí forman parte de la actividad de "Producción" que desarrolla la empresa fiscalizada, actividad que implica la operación de tuberías, conforme se desprende de la siguiente definición establecida en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM:

"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."

Por lo expuesto, la operación de las citadas líneas de flujo y ductos de recolección, se encuentra comprendida dentro de la actividad de "Producción", 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.

- 8.9 Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada cuando indica que no se ha hecho referencia al tipo de mantenimiento de las tuberías, debemos señalar que el artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, señala claramente que: *"Las instalaciones de Producción activas serán mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos"*; lo cual refiere

⁷ 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."

claramente que el mantenimiento debía dirigirse, en este caso, a evitar que se produzcan fugas o escapes de los fluidos producidos.

Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada sobre la falta de motivación de las imputaciones efectuadas, debido a que su sustento es en base a deducciones, suposiciones, interpretaciones y términos no mencionados en la normatividad vigente, incumpliendo el Principio de Tipicidad, Legalidad y del Debido Proceso; debemos señalar que conforme se ha demostrado en el numeral 8.5 de la presente Resolución, las referidas imputaciones han sido debidamente motivadas, por lo cual no se han incumplido los referidos Principios.

Asimismo, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería – TASTEM, a través de la Resolución N° 280-2017-OS/TASTEM-S2, ha reconocido la aplicabilidad del término *“instalaciones de producción activas”* y del contenido del artículo 217° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, indicando que las mismas son las *“tuberías y equipos que transportan u operan hidrocarburos en el marco de la actividad de producción de hidrocarburos, las cuales deberán ser mantenidas en buen estado”*. Asimismo, indica que al encontrarse dicho artículo dentro del Capítulo “Producción en General” del Título “Producción” su contenido se aplica a todas las instalaciones que contribuyen a la realización de la actividad de producción de hidrocarburos, que incluye los pozos, equipos, tuberías, entre otros.

En este sentido, la imputación al presente caso se encuentra debidamente motivada, estableciéndose claramente una relación de causalidad entre la falta de mantenimiento, de responsabilidad de la empresa fiscalizada, y los derrames acaecidos, por lo cual en el presente procedimiento administrativo sancionador se han observado plenamente los principios contenidos en el Título Preliminar y en el artículo 246° del TUO de la 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 han infringido los Principios de Legalidad, Tipicidad ni del Debido Proceso, al haberse cumplido con el procedimiento establecido en el Reglamento citado.

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**.

- 8.10 Respecto al **Incumplimiento N° 2** y lo alegado por la empresa fiscalizada, debemos señalar que el término “ducto” conforme establece el numeral 2.18 del artículo 2° del Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM, es el *“Conjunto de tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.”*

Como se puede apreciar, dicho artículo, define como *“ducto”* en general al conjunto de tuberías, conexiones, destinados al “transporte de hidrocarburos”, sin que las palabras *“Estación de bombeo”* o *“Compresión”* alteren el sentido general de la definición. En este sentido, los ductos son aquellas tuberías que transportan hidrocarburos, actividad que consiste en llevar los hidrocarburos de un lugar a otro en la etapa de la producción que le corresponda.

Asimismo, y como ya se ha demostrado en los numerales anteriores del presente Informe, debemos indicar que las líneas de flujo forman parte del Sistema de Recolección del Lote X, por lo cual les resulta aplicable el artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado mediante el Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

Por lo expuesto, nos ratificamos en que el artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado mediante el Decreto Supremo N° 043-2007-EM, establece que los ductos de transporte y recolección, como es el caso de las líneas de flujo, que hayan sido instalados sobre la superficie, deben estar colocados sobre soportes, que no afecten su integridad estructural. Se debe tener en cuenta que el término “*ducto*” comprende a toda tubería que es utilizada sea para transportar como para recolectar hidrocarburos (actividad que también implica el transporte); por lo que siendo las líneas de flujo propiamente tuberías, las mismas no se encuentran exentas de lo dispuesto en la normativa en cuestión. Asimismo, de la lectura del mencionado artículo se puede apreciar que la norma es clara al referirse a los ductos de recolección, como es el caso de las líneas de flujo antes indicadas; por lo cual carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada cuando señala que el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, no incluye a las líneas de flujo.

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° 2**.

- 8.11 Respecto al **Incumplimiento N° 3** y lo alegado por la empresa fiscalizada cuando señala que no efectuó el recubrimiento externo en los ductos porque no estaban incluidos en el Estudio de Corrosión Atmosférica en las instalaciones de Petrobras S.A.; debemos indicar que el artículo 56° del anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece la obligación de aplicar un sistema de revestimiento externo, sin establecer ninguna excepción o supeditar su cumplimiento al contenido de un Estudio de Corrosión Atmosférica.

En este sentido, como se expresó en el numeral 8.2 de la presente resolución la responsabilidad administrativa por incumplimiento de las leyes, reglamentos, resoluciones y demás normas bajo el ámbito de competencia de Osinergmin es objetiva; en tal sentido, no se evalúa en el presente procedimiento la intención de la empresa fiscalizada de infringir la norma o no, ni las causas que conllevaron a cometer el ilícito administrativo, ni su voluntad o intención de dar cumplimiento a las disposiciones legales o su disposición para regularizar la omisión incurrida en forma posterior o su propósito de obrar sujeto a derecho o conforme a Ley, o las acciones diligentes, preventivas o correctivas efectuadas en forma posterior para evitar su repetición; sino que basta el haberse constatado que la empresa fiscalizada no cumplió con aplicar un sistema de revestimiento externo a determinados oleoductos ubicados en el Lote X, conforme a lo establecido por el artículo 56° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Respecto a lo alegado por la empresa fiscalizada cuando indica que para los ítems 10, 15 y 46 se informó que el tipo de corrosión era interna y que para los ítems 1, 2, 18, 49 y 76 se informó que el tramo fallado no ha sido reemplazado, por lo que no les resulta aplicable el artículo 56° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM por referirse a la corrosión externa; debemos indicar que la presente imputación no se basa en **las causas** que originaron los derrames, aspecto que es materia de análisis del Incumplimiento No. 1; sino **que se basa en las fotografías remitidas** por la misma empresa fiscalizada en su escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-068-2016), en las cuales se puede observar que dichos oleoductos no están provistos de un sistema de revestimiento externo que permita su protección.

En ese sentido, muy al margen de las causas directas de los derrames, que fueron reportadas por la empresa fiscalizada; se ha podido verificar del registro fotográfico presentado, la falta de

revestimiento externo de los referidos ductos, por lo que el artículo 56° del anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, es perfectamente aplicable al presente procedimiento, toda vez que exige la aplicación de un sistema de revestimiento externo, que garantice su efectividad durante la vida útil de las instalaciones; por lo que carece de sustento lo alegado por la empresa fiscalizada.

En relación con el Programa de Adecuación y Cronograma de Ejecución, debemos señalar que lo que aprobó Osinergmin fueron compromisos que debían ser ejecutados por la empresa fiscalizada en las fechas estipuladas, pero de ninguna manera dicha aprobación del Programa implicaba que se daba una garantía de que tales compromisos ya se hubieran cumplido o que se iban a cumplir; pues sigue siendo única responsabilidad de la empresa fiscalizada el cumplir con los compromisos asumidos en base al referido Programa.

En cuanto a lo señalado, por la empresa fiscalizada, respecto de que habrían cumplido con el pintado de los ductos utilizados, categorizados como C3 o más (condición de desgaste de la tubería por su uso), excediendo largamente la cantidad del metraje comprometido en el Programa de Adecuación de sus ductos; debemos señalar, sobre dichos recubrimientos externos, que los mismos no han sido ejecutados en los oleoductos materia del incumplimiento, pues los registros fotográficos presentados evidencian que dichos ductos no contaban con revestimiento externo. Es más, de una simple declaración de cumplimiento de compromisos, en el Referido Programa de Adecuación, no se puede determinar que dichos pintados hayan sido realizados o se hayan ejecutado exactamente en los tramos afectados donde ocurrieron los derrames menores, pues no ha presentado medios probatorios como vistas fotográficas con sus respectivas coordenadas de ubicación, por lo que dicha declaración no puede ser considerada como una subsanación o medida correctiva.

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° 3**.

8.12 Respecto al **Incumplimiento N° 4** y lo alegado por la empresa fiscalizada cuando señala que no se ha efectuado una traducción adecuada de la norma ASME B.31.4⁸ pues no se refiere a defectos de las tuberías; debemos señalar que la traducción efectuada es correcta pues la norma ASME B.31.4 incluye el término en inglés “*defects*” que significa “*defectos*”.

En este sentido, nos ratificamos en que la citada norma resulta aplicable únicamente a “*defectos en la tubería*” y no para derrames ocasionados por desgaste de material por corrosión debido a una falta de mantenimiento, conforme a lo indicado en el Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1.

De la revisión de la información remitida en el Anexo 2.0 por la empresa fiscalizada⁹, en lo referido a los derrames por oleoducto detallados en los ítems N° 1, 2, 18, 49 y 76 del Reporte

⁸ El ítem 451.6.2.9 de la norma ASME B.31.4, refiere: “**Abrazadera o grapa mecánica empennada:** Las reparaciones pueden hacerse tanto para defectos con fugas o sin fugas mediante la aplicación de abrazaderas. Una abrazadera tendrá una presión de diseño no menor a la presión de la tubería que está siendo reparada. Estos dispositivos no deben de usarse para reparar defectos de orientación circunferencial a menos que estén diseñados para soportar la carga axial. Una abrazadera puede de estar completamente soldada, tanto circunferencial como longitudinal, así como los pernos. Los bordes de la abrazadera se extenderán en un mínimo de 2 pulgadas (50 mm) de los bordes del defecto. Los accesorios de reparación mecánica aplicados circunferencialmente deberán de cumplir los requerimientos del párrafo 401.2 (Aplicación de cargas en el diseño de ductos). (subrayado es nuestro).”

⁹ Información de derrames por Oleoductos, remitida mediante escrito de registro N° 201600150635 (la Carta N° CNPC-VPLX-OP-086-2017) de fecha 23 de febrero del 2017.

Mensual Formato N° 8, la empresa manifiesta que: *“el tramo fallado no ha sido reemplazado. Cuando se ejecute el reemplazo se analizará y determinará el tipo de corrosión. Se instaló grapa estándar”*. De esta manera se evidencia que están pendientes los reemplazos de los tramos de los ductos afectados, motivo por el cual la reparación que hizo la empresa de los tramos fallados (instalación de grapa), fue considerada por la propia empresa como una reparación temporal, por lo tanto estaba obligada a remitir, dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles, la propuesta técnica de reparación definitiva con su respectivo cronograma de ejecución, así como el informe definitivo sobre la causa de la emergencia que provocó los derrames de hidrocarburos, lo cual a la fecha de elaboración de la presente Resolución no ha ocurrido.

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° 4**.

8.13 Sobre los descargos referidos a la **determinación de las sanciones**, debemos señalar lo siguiente:

Incumplimiento N° 1: La empresa fiscalizada señala que el cálculo efectuado no guarda relación con el incumplimiento y cita la definición de *“costo postergado”* para la determinación del Beneficio Ilícito (B); sin embargo, se observa que, para el cálculo de la multa del presente Incumplimiento, se ha considerado la metodología del “costo evitado” y no del *“costo postergado”*. El costo evitado es un concepto que se refiere a las inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente y que no fueron efectivamente realizadas por la empresa fiscalizada.

En este sentido, el cálculo de multa contempla el costo que la empresa fiscalizada evitó realizar para cumplir con el mantenimiento de las instalaciones, por lo cual se produjeron los derrames. Si bien la empresa ha incurrido en un gasto al realizar las reparaciones o reemplazos de los tramos de los ductos en forma posterior a la ocurrencia de los derrames, éstos han sido considerados como un factor atenuante (5%), conforme a lo 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.

Además, la empresa fiscalizada señala que los montos son cuestionables y considerablemente mayores debido a que la mano de obra excede en un 40%, el costo de los materiales exceden en un 35%, el costo de los equipos excede en un 20%, el máximo de trabajadores es de 4 sin embargo se han considerado 5 personas, 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.

Incumplimiento N° 2: La empresa fiscalizada señala que el cálculo efectuado no guarda relación con el incumplimiento y cita la definición de *“costo postergado”* para la determinación del Beneficio Ilícito (B); sin embargo, se observa que, para el cálculo de la multa del presente Incumplimiento, se ha considerado la metodología del “costo evitado” y no del *“costo postergado”*. El costo evitado es un concepto que se refiere a las inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente y que no fueron efectivamente realizadas por la empresa fiscalizada.

En este sentido, el cálculo de multa contempla el costo que la empresa fiscalizada evitó realizar para colocar determinadas líneas sobre soportes.

Además, la empresa fiscalizada señala que los montos son cuestionables y considerablemente mayores debido a que la mano de obra excede en un 40%, el costo de los materiales excede en un 30%, el máximo de trabajadores es de 3 sin embargo se han considerado 5 personas, entre otros; no obstante, 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.

Incumplimiento N° 3: La empresa fiscalizada señala que el cálculo efectuado no guarda relación con el incumplimiento y cita la definición de “costo postergado” para la determinación del Beneficio Ilícito (B); sin embargo, se observa que, para el cálculo de la multa del presente Incumplimiento, se ha considerado la metodología del “costo evitado” y no del “costo postergado”. El costo evitado es un concepto que se refiere a las inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente y que no fueron efectivamente realizadas por la empresa fiscalizada.

En este sentido, el cálculo de multa contempla el costo que la empresa fiscalizada evitó realizar para cumplir con aplicar un sistema de revestimiento externo a determinados oleoductos.

Además, la empresa fiscalizada señala que los montos son cuestionables y considerablemente mayores debido a que la mano de obra excede en un 40%, los costos de los materiales exceden en un 25%, el máximo de trabajadores es de 4 sin embargo se han considerado 6 personas, entre otros; no obstante, 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.

Incumplimiento N° 4: La empresa fiscalizada señala que el cálculo efectuado no guarda relación con el incumplimiento y cita la definición de “costo postergado” para la determinación del Beneficio Ilícito (B); sin embargo, se observa que, para el cálculo de la multa del presente Incumplimiento, se ha considerado la metodología del “costo evitado” y no del “costo postergado”. El costo evitado es un concepto que se refiere a las inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente y que no fueron efectivamente realizadas por la empresa fiscalizada.

En este sentido, el cálculo de multa contempla el costo que la empresa fiscalizada evitó realizar para cumplir con presentar la propuesta técnica de reparación definitiva de determinados tramos de los oleoductos activos.

Respecto a que el cálculo efectuado es nulo, debido a que existe un error en la traducción efectuada, debemos señalar que conforme a lo señalado en el numeral 8.12 de la presente Resolución, el órgano instructor ha efectuado una traducción en forma correcta.

Además, la empresa fiscalizada señala que los montos son cuestionables y considerablemente mayores debido a que los costos de elaboración exceden en un 35%, el costo de los materiales exceden en un 20%, el máximo de trabajadores es de 1 sin embargo se han considerado 2 personas, 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.

8.14 Siendo así y habiendo la empresa fiscalizada presentado descargos con respecto al Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1, de fecha 14 de diciembre de 2017, corresponde definir las sanciones a imponer a la empresa fiscalizada, en base a los cálculos de multa propuestos en dicho Informe.

9. Determinación de las Sanciones:

9.1 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.

9.2 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 de los incumplimientos a ser sancionados en el presente procedimiento administrativo sancionador:

N°	Incumplimientos	Base Legal Infringida	Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos ¹⁰	Sanciones Aplicables según la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos ¹¹																														
1	No cumplir con mantener en buen estado determinadas instalaciones de producción activas del Lote X. Del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015 (en adelante Reporte Mensual), remitido por la empresa fiscalizada, se advierte la ocurrencia de determinadas fugas de fluido de producción por líneas de flujo de pozos activos de las siguientes locaciones: <table> <tr> <th>ITEMS</th> <th>LUGAR DEL DERRAME</th> </tr> <tr><td>3</td><td>Batería TA 24, entrada a separador 3.</td></tr> <tr><td>4</td><td>Batería TA 25, MC 06.</td></tr> <tr><td>5</td><td>BA 35, Pozo EA 8624</td></tr> <tr><td>6</td><td>OR 11, Pozo EA11064</td></tr> <tr><td>7</td><td>Batería CA 22, líneas totales MC 05.</td></tr> <tr><td>8</td><td>CA 19. Pozo AA 58</td></tr> <tr><td>9</td><td>Batería LA 06, MC 02.</td></tr> <tr><td>12</td><td>CE 10, Pozo EA 489</td></tr> <tr><td>13</td><td>CE 10, Pozo EA11226</td></tr> <tr><td>16</td><td>TA 25, Pozo EA 8677</td></tr> <tr><td>19</td><td>CA 20, Pozo AA 6094</td></tr> <tr><td>20</td><td>CE 10, Pozo EA 867</td></tr> <tr><td>21</td><td>OR 12, Pozo EA 7159</td></tr> <tr><td>22</td><td>ZA 01, Pozo EA 8346</td></tr> </table>	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	3	Batería TA 24, entrada a separador 3.	4	Batería TA 25, MC 06.	5	BA 35, Pozo EA 8624	6	OR 11, Pozo EA11064	7	Batería CA 22, líneas totales MC 05.	8	CA 19. Pozo AA 58	9	Batería LA 06, MC 02.	12	CE 10, Pozo EA 489	13	CE 10, Pozo EA11226	16	TA 25, Pozo EA 8677	19	CA 20, Pozo AA 6094	20	CE 10, Pozo EA 867	21	OR 12, Pozo EA 7159	22	ZA 01, Pozo EA 8346	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 de hasta 300 UIT, STA.
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																																	
3	Batería TA 24, entrada a separador 3.																																	
4	Batería TA 25, MC 06.																																	
5	BA 35, Pozo EA 8624																																	
6	OR 11, Pozo EA11064																																	
7	Batería CA 22, líneas totales MC 05.																																	
8	CA 19. Pozo AA 58																																	
9	Batería LA 06, MC 02.																																	
12	CE 10, Pozo EA 489																																	
13	CE 10, Pozo EA11226																																	
16	TA 25, Pozo EA 8677																																	
19	CA 20, Pozo AA 6094																																	
20	CE 10, Pozo EA 867																																	
21	OR 12, Pozo EA 7159																																	
22	ZA 01, Pozo EA 8346																																	

¹⁰ Tipificación y Escala de Multas y Sanciones, aprobada por Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 271-2012-OS/CD y sus modificatorias.

¹¹ Leyendas: UIT: Unidad Impositiva Tributaria; PO: Paralización de Obra.

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

24	TA 24, Pozo EA 7542
25	CA 22, Pozo AA 9159
26	TA 25, Pozo EA 8179
27	Batería PN 31, Separador Nro. 05.
28	OR 12, Pozo EA 5784
29	PN 33, Pozo EA 8466
30	TA 27, Pozo EA 11167D
31	LA 09, Pozo EA 7199
32	BA 34, Pozo EA 11119
33	BA 34, Pozo EA 11247
34	OR 11, Pozo EA11148
35	OR 12, Pozo EA 805
36	PN 31, Pozo EA 5782
37	ZA 02, Pozo EA 7112
38	BA 35, Pozo EAI 1241D
41	LA 07, Pozo EA 2239
42	BA 34, Pozo EAI 1294D
47	TA 25, Pozo EA 1724
48	CE 10, Pozo EA 9241
50	TA 24, Pozo EA 7913
51	OR 11, Pozo EA 7293
52	BA 34. Pozo EA 7949
53	BA 34. Pozo EA 8672
54	PN 31, Pozo EA 8743
55	BA 34, Pozo EAI 1294D
57	Batería OR II, línea de pruebas MC 07.
58	Batería OR 11, MC 08.
59	TA 28, Pozo EA 727
60	LA 09, Pozo EA 8052
61	TA 24, Pozo EA 8341
62	OR 11, Pozo EA11136
63	Batería OR 12, línea de totales MC Nro. 03.
64	CA 19, Pozo AA 6799
65	OR 12, Pozo EA 1923
66	TA 24, Pozo EA 2416
67	BA 34, Pozo EA 8684
68	CA 21, Pozo AA 6379
69	LA 09, Pozo EA 2494
70	OR 12, Pozo EA 7159
71	ZA 01, Pozo EA 8346
72	BA 34, Pozo EA11294D

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

	<table><tr><td>73</td><td>Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.</td></tr><tr><td>74</td><td>Batería OR 12, línea de totales MC 06.</td></tr><tr><td>75</td><td>OR 12, Pozo EA 856</td></tr><tr><td>77</td><td>Ce 10, Pozo EA 826.</td></tr></table> Así como por los siguientes derrames por oleoductos de las siguientes locaciones: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>1</td><td>Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.</td></tr><tr><td>2</td><td>Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.</td></tr><tr><td>10</td><td>Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801</td></tr><tr><td>15</td><td>Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832</td></tr><tr><td>18</td><td>Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280</td></tr><tr><td>46</td><td>Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613</td></tr><tr><td>49</td><td>Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.</td></tr><tr><td>76</td><td>Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.</td></tr></table>	73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.	74	Batería OR 12, línea de totales MC 06.	75	OR 12, Pozo EA 856	77	Ce 10, Pozo EA 826.	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.	2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.	10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801	15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832	18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280	46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613	49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.	76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.																	
73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.																																											
74	Batería OR 12, línea de totales MC 06.																																											
75	OR 12, Pozo EA 856																																											
77	Ce 10, Pozo EA 826.																																											
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																																											
1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.																																											
2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.																																											
10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801																																											
15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832																																											
18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280																																											
46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613																																											
49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.																																											
76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.																																											
2	No cumplir con colocar sobre soportes determinadas líneas de flujo de pozos activos, del Lote X. De la evaluación de la información relacionada a las líneas de flujo de pozos activos de las siguientes locaciones: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>5</td><td>BA 35, Pozo EA 8624</td></tr><tr><td>8</td><td>CA 19. Pozo AA 58</td></tr><tr><td>12</td><td>CE 10, Pozo EA 489</td></tr><tr><td>19</td><td>CA 20, Pozo AA 6094</td></tr><tr><td>20</td><td>CE 10, Pozo EA 867</td></tr><tr><td>22</td><td>ZA 01, Pozo EA 8346</td></tr><tr><td>31</td><td>LA 09, Pozo EA 7199</td></tr><tr><td>34</td><td>OR 11, Pozo EA11148</td></tr><tr><td>35</td><td>OR 12, Pozo EA 805</td></tr><tr><td>36</td><td>PN 31, Pozo EA 5782</td></tr><tr><td>37</td><td>ZA 02, Pozo EA 7112</td></tr><tr><td>41</td><td>LA 07, Pozo EA 2239</td></tr><tr><td>51</td><td>OR 11, Pozo EA 7293</td></tr><tr><td>53</td><td>BA 34. Pozo EA 8672</td></tr><tr><td>57</td><td>Batería OR II, línea de pruebas MC 07.</td></tr><tr><td>58</td><td>Batería OR 11, MC 08.</td></tr><tr><td>67</td><td>BA 34, Pozo EA 8684</td></tr><tr><td>73</td><td>Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.</td></tr><tr><td>75</td><td>OR 12, Pozo EA 856</td></tr></table> del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril: Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	5	BA 35, Pozo EA 8624	8	CA 19. Pozo AA 58	12	CE 10, Pozo EA 489	19	CA 20, Pozo AA 6094	20	CE 10, Pozo EA 867	22	ZA 01, Pozo EA 8346	31	LA 09, Pozo EA 7199	34	OR 11, Pozo EA11148	35	OR 12, Pozo EA 805	36	PN 31, Pozo EA 5782	37	ZA 02, Pozo EA 7112	41	LA 07, Pozo EA 2239	51	OR 11, Pozo EA 7293	53	BA 34. Pozo EA 8672	57	Batería OR II, línea de pruebas MC 07.	58	Batería OR 11, MC 08.	67	BA 34, Pozo EA 8684	73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.	75	OR 12, Pozo EA 856	Artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.	2.12.8	Multa de hasta 3200 UIT, STA.
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																																											
5	BA 35, Pozo EA 8624																																											
8	CA 19. Pozo AA 58																																											
12	CE 10, Pozo EA 489																																											
19	CA 20, Pozo AA 6094																																											
20	CE 10, Pozo EA 867																																											
22	ZA 01, Pozo EA 8346																																											
31	LA 09, Pozo EA 7199																																											
34	OR 11, Pozo EA11148																																											
35	OR 12, Pozo EA 805																																											
36	PN 31, Pozo EA 5782																																											
37	ZA 02, Pozo EA 7112																																											
41	LA 07, Pozo EA 2239																																											
51	OR 11, Pozo EA 7293																																											
53	BA 34. Pozo EA 8672																																											
57	Batería OR II, línea de pruebas MC 07.																																											
58	Batería OR 11, MC 08.																																											
67	BA 34, Pozo EA 8684																																											
73	Batería BA 35, línea de pruebas MC 03.																																											
75	OR 12, Pozo EA 856																																											

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

	(Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015), se advierte del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 10 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-OP-067-2016), remitido por la empresa fiscalizada que las citadas líneas de flujo están apoyadas sobre la superficie del suelo, sin ningún soporte.																					
3	No cumplir con aplicar un sistema de revestimiento externo a determinados oleoductos, ubicados en el Lote X. De la evaluación de la información relacionada a los derrames en los oleoductos siguientes: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>1</td><td>Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.</td></tr><tr><td>2</td><td>Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.</td></tr><tr><td>10</td><td>Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801</td></tr><tr><td>15</td><td>Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832</td></tr><tr><td>18</td><td>Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280</td></tr><tr><td>46</td><td>Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613</td></tr><tr><td>49</td><td>Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.</td></tr><tr><td>76</td><td>Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.</td></tr></table> del Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y Otros Menores a 1 Barril; Gas Asociado en Cantidades Menores a 1000 Pies Cúbicos (Formato N° 8), correspondiente al mes de noviembre de 2015); se advierte del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-068-2016), respecto a las causas que motivaron los casos de derrames en los 8 tramos de los oleoductos, que la empresa fiscalizada declara que fue debido al "desgaste de material por corrosión". Asimismo, de la revisión de los registros fotográficos adjuntos al mencionado escrito, se observa que dichos oleoductos no están provistos de un sistema de revestimiento externo que los proteja de la corrosión exterior.	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.	2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.	10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801	15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832	18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280	46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613	49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.	76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.	Artículo 56° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.	2.1.9.4	Multa de hasta 250 UIT, CB, STA, SDA.
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																					
1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.																					
2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.																					
10	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 801																					
15	Oleod. E/A @EB1951, 6" Tramo N° 832																					
18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280																					
46	Oleod. E/A @EB951, 6" Tramo N° 613																					
49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.																					
76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.																					
4	No presentar la propuesta técnica de reparación definitiva de determinados tramos de los oleoductos activos, ubicados en el Lote X, relacionados con los derrames menores de 1 barril reportados como ocurridos durante el mes de noviembre del 2015, en el siguiente orden de numeración: 1, 2, 18, 49 y 76. En el escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-068-2016), respecto al tipo de corrosión en los 05 tramos de los oleoductos siguientes: <table><tr><th>ITEMS</th><th>LUGAR DEL DERRAME</th></tr><tr><td>1</td><td>Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.</td></tr><tr><td>2</td><td>Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.</td></tr><tr><td>18</td><td>Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280</td></tr><tr><td>49</td><td>Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.</td></tr><tr><td>76</td><td>Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.</td></tr></table>	ITEMS	LUGAR DEL DERRAME	1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.	2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.	18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280	49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.	76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.	Artículo 79° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM. <u>concordancia:</u> Artículo 42° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.	2.12.8	Multa de hasta 3200 UIT, STA.						
ITEMS	LUGAR DEL DERRAME																					
1	Oleod. 4" Batería ZA 04, tramo N° 143.																					
2	Oleod. 4" Batería CA 22, a tramo N° 973.																					
18	Oleod. 4" Batería LA 08 Falla Tramo N° 280																					
49	Oleod. 4" Batería BA 35-, tramo N° 71.																					
76	Oleod. 4" Batería PN32 -, tramo Descarga Bomba.																					

--	--	--	--	--

9.3 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-CD¹², 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)¹³

$\alpha =$ Porcentaje del perjuicio que se carga en la multa administrativa.

$D =$ Valor del perjuicio o daño provocado por la infracción.¹⁴

$p =$ Probabilidad de detección.

$A =$ $(1 + \sum Fi / 100) =$ Atenuantes y/o Agravantes.

$Fi =$ Es el valor asignado a cada factor agravante o atenuante aplicable.

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

9.4.1 **FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (P):** Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.

9.4.2 **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (αD):** En el presente caso no considera el factor daño¹⁵, por lo que para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor de cero (0).

¹² Vigente al momento de iniciado el presente procedimiento administrativo sancionador.

¹³ Costo Evitado: inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente y que no fueron efectivamente realizadas. Costo Postergado: inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente en un determinado momento, pero fueron efectivamente realizadas con posterioridad.

¹⁴ 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.

¹⁵ Criterio adoptado de conformidad con el Memorándum 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.

9.4.3 **VALOR DEL FACTOR A:** La unidad ha reportado un factor atenuante (acción correctiva)¹⁶ y ningún agravante, por lo cual la sumatoria es igual a “- 0.05”. De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 0.95.

9.4.4 **BENEFICIO ILÍCITO (B):** Considerando que la empresa fiscalizada, 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. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo evitado.

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

Presupuestos ¹⁷	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC – Fecha presupuesto ¹⁸	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) o Supervisor de producción. Se considera 4 horas, efectivas, en 19 días de trabajo, la función de supervisión. (73 US\$/h*4h/día*19día)	5 548.00	No aplica	233.50	237.34	5 639.05
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) o Supervisor de Construcciones. Se considera 8 horas, efectivas, en 19 días de trabajo, la función de supervisión. (73 US\$/h*8h/día*19día)	11 096.00	No aplica	233.50	237.34	11 278.09
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) o Supervisor de Seguridad. Se considera 8 horas, efectivas, en 19 días de trabajo, la función de supervisión. (73 US\$/h*8h/día*19día)	11 096.00	No aplica	233.50	237.34	11 278.09
Profesional de Nivel 1 (Senior) o Capataz. Se considera 8 horas, efectivas, en 19 días de trabajo, la función de supervisión. (47 US\$/h*8h/día*19día)	7 144.00	No aplica	233.50	237.34	7 261.24
Técnico de Nivel 1 (Senior) o personal de mantenimiento. Se considera 8 horas, efectivas, en 19 días de trabajo, la función de dicho personal como operario. (28 US\$/h*8h/día*19día)	4 256.00	No aplica	233.50	237.34	4 325.84
Técnico de Nivel 2 (Junior) o Ayudante. Se considera 8 horas, efectivas, en 19 días de trabajo, la función de apoyo al operario. (20 US\$/h*8h/día*19día)	3 040.00	No aplica	233.50	237.34	3 089.89
COSTO DEL CAMBIO DE TUBERÍA ¹⁹ A.- TRAMOS DE LÍNEAS DE FLUJO DE 2 7/8" PULGADAS DE DIÁMETRO, EN 48 POZOS ACTIVOS. - Costos: Tubería= 165tubos*30ft/tubo*1mt/3.28084ft*6.41US\$/mt=					

¹⁶ Por acciones correctivas efectuadas: cambio de tramos en los casos de derrames en líneas de flujo e instalación de grampa en los casos de derrames en oleoductos, conforme al literal g.3 del artículo 25 de la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 040-2017-OS-CD.

¹⁷ Fuente de las remuneraciones: Costo Hora – Hombre, actualizado al segundo trimestre de 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.

¹⁸ IPC: Índice del Precio al Consumidor (Consumer Price Index) según: Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.

¹⁹ Fuente de Costos: Cotización GMP S.A. – Enero del 2008

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

9671.15 US\$ Manipuleo de tubería= 1463.50 US\$ Retiro de tubería= 6140.65 US\$ B. - TRAMOS DE OLEODUCTOS ACTIVOS. - Costos de 5 tramos de oleoductos activos de 4" pulgadas de diámetro. Tubería= 10tubos*40ft/tubo*1mt/3.28084ft*12.36US\$/mt= 1506.93 US\$ Corte de tubería, 15 puntos= 87.45 US\$ Biselado, alineamiento y soldeo de tubería= 612.60 US\$ Manipuleo de tubería= 178.00 US\$ Retiro de tubería= 576.68 US\$ Prueba Hidrostática= 75.59 US\$ Costos de 3 tramos de oleoducto activo de 6" pulgadas de diámetro. Tubería= 6tubos*40ft/tubo*1mt/3.28084ft*22.8US\$/mt= 1667.86 US\$ Corte de tubería, 9 puntos= 88.20 US\$ Biselado, alineamiento y soldeo de tubería= 552.24 US\$ Manipuleo de tubería= 239.94 US\$ Retiro de tubería= 561.81 US\$ Prueba Hidrostática= 45.35 US\$					
COSTO DE ALQUILER DE EQUIPOS Costos: Equipo de corte y soldadura= 92.16 US\$ Máquina de soldar= 230.40 US\$ Camión grúa= 7660.80 US\$	7 983.36	No aplica	211.08	237.34	8 976.40
Fecha de la infracción y/o detección					Noviembre 2015
Costo evitado a la fecha de la infracción					78 235.71
Costo evitado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					56 329.71
Fecha de cálculo de multa					Diciembre 2017
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					25
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en \$					69 367.73
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.24
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en S/					224 913.31
Factor B de la Infracción en UIT					55.53
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					0.95
Multa en UIT					52.76

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 mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

$$\text{Multa} = ((55.53 + 0) / 1) * 0.95 = 52.76 \text{ UIT}$$

9.5 Respecto al **Incumplimiento N° 2**, teniendo en consideración los criterios arriba mencionados, deberán considerarse los siguientes valores:

9.5.1 **FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (P)**: Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.

9.5.2 **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (αD)**: En el presente caso no considera el factor daño²⁰, por lo que para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor de cero (0).

9.5.3 **VALOR DEL FACTOR A**: La unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes por lo cual la sumatoria es igual a "0". De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.

9.5.4 **BENEFICIO ILÍCITO (B)**: Considerando que la empresa fiscalizada, responsable del cumplimiento de la normatividad vigente, no cumplió con lo establecido en el **artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM**. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo evitado.

A continuación, se detalla el cálculo de multa por el **Incumplimiento N° 2**:

	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC - Fecha presupuesto ²¹	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) o Supervisor de Producción (73 US\$/h*1h*9días)	657.00	No aplica	233.50	237.34	667.78
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) o Supervisor de Seguridad (73 US\$/h*1h*9días)	657.00	No aplica	233.50	237.34	667.78
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) o Supervisor de Mantenimiento (73 US\$/h*2h*9días)	1 314.00	No aplica	233.50	237.34	1 335.56
Técnico de Nivel 1 (Senior) o Soldador (28 US\$/h*8h*9días)	2 016.00	No aplica	233.50	237.34	2 049.08
Técnico de Nivel 2 (Junior) o Ayudante (20 US\$/h*8h*9días)	1 440.00	No aplica	233.50	237.34	1 463.63
CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE SOPORTES ²² (incluye materiales y equipos: Datos: Longitud total de líneas de flujo= 900mt/pozo*3.28ft/1mt*19 pozos = 56088.00pies # de soportes: 56088.00 pies/30 pies/UN=1869UN Costo total de los soportes de tubería=15.00US\$/UN*1869UN = 28035.00 US\$	28 035.00	No aplica	211.08	237.34	31 522.24
Fecha de la infracción y/o detección					Noviembre 2015
Costo evitado a la fecha de la infracción					37 706.09
Costo evitado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					27 148.38
Fecha de cálculo de multa					Diciembre 2017

²⁰ Criterio adoptado de conformidad con el Memorándum 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.

²¹ IPC: Índice del Precio al Consumidor (Consumer Price Index) según: Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.

²² Fuente de Costos: Cotización GMP S.A. – Enero del 2008

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa	25
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)	0.8363%
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en \$	33 432.12
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa	3.24
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en S/	108 398.07
Factor B de la Infracción en UIT	26.76
Factor D de la Infracción en UIT	0.00
Probabilidad de detección	1.00
Factores agravantes y/o atenuantes	1.00
Multa en UIT	26.76

El total de la multa expresado en Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por el incumplimiento del artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

$$\text{Multa} = ((26.76 + 0) / 1) * 1 = 26.76 \text{ UIT}$$

9.6 Respecto al **Incumplimiento N° 3**, teniendo en consideración los criterios arriba mencionados, deberán considerarse los siguientes valores:

9.6.1 **FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (p):** Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.

9.6.2 **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (αD):** En el presente caso no considera el factor daño²³, por lo que para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor de cero (0).

9.6.3 **VALOR DEL FACTOR A:** La unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes, por lo cual la sumatoria es igual a "0". De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.

9.6.4 **BENEFICIO ILÍCITO (B):** Considerando que la empresa fiscalizada, responsable del cumplimiento de la normatividad vigente, no cumplió con lo establecido en el Artículo 56° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo evitado.

A continuación, se detalla el cálculo de multa por el **Incumplimiento N° 3**:

Presupuestos ²⁴	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC - Fecha presupuesto ²⁵	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) Supervisor de producción: 73 US\$/hora*1 horas/día x 12 días de trabajo	876.00	No aplica	233.50	237.34	890.38

²³ 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.

²⁴ Fuente de las remuneraciones: Costo Hora – Hombre, actualizado al segundo trimestre de 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.

²⁵ IPC: Índice del Precio al Consumidor (Consumer Price Index) según: Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) Supervisor de Construcciones: 73 US\$/hora*2 horas/día x 12 días de trabajo	1 752.00	No aplica	233.50	237.34	1 780.75
Profesional Especializado de Nivel 1 (Senior) Supervisor de HSE: 73 US\$/hora*2 horas/día x 12 días de trabajo	1 752.00	No aplica	233.50	237.34	1 780.75
Profesional de Nivel 1 (Senior) Capataz: 47 US\$/hora x 4 horas/día x 12 días de trabajo	2 256.00	No aplica	233.50	237.34	2 293.02
Técnico de Nivel 1 (Senior) Operario: 28 US\$/hora x 8 horas/día x 12 días de trabajo	2 688.00	No aplica	233.50	237.34	2 732.11
Técnico de Nivel 1 (Senior) Operario: 28 US\$/hora x 8 horas/día x 12 días de trabajo	2 688.00	No aplica	233.50	237.34	2 732.11
REVESTIMIENTO EXTERNO DE OLEODUCTOS ²⁶					
5 TRAMOS DE OLEODUCTOS DE 4" DE DIÁMETRO Datos: Longitud total de tubería= 1500ML/tramo*5tramo=7500.00 ML Área total de superficie exterior de tubería= 0.359 M2/ML * 7500.00 ML =2692.50 M2 Costos: Limpieza de tubería=0.56US\$/M2*2692.50M2=1507.80 US\$ Capa anticorrosiva= 1.98 US\$/M2*2692.50M2= 5331.15 US\$	9 526.27	No aplica	211.08	237.34	10 711.23
1 TRAMO DE OLEODUCTO DE 6" DE DIÁMETRO Datos: Longitud total de tubería= 2000ML/tramo*1tramo=2000.00 ML Área total de superficie exterior de tubería= 0.529 M2/ML * 2000.00 ML =1058.00 M2 Costos: Limpieza de tubería=0.56US\$/M2*1058.00M2=592.48 US\$ Capa anticorrosiva= 1.98 US\$/M2*1058.00M2= 2094.84 US\$					
Fecha de la infracción y/o detección					Noviembre 2015
Costo evitado a la fecha de la infracción					22 920.36
Costo evitado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					16 502.66
Fecha de cálculo de multa					Diciembre 2017
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					25
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en \$					20 322.35
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.24
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en S/					65 891.82
Factor B de la Infracción en UIT					16.27
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					1.00
Multa en UIT					16.27

El total de la multa expresado en Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por el incumplimiento del artículo 56° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

$$\text{Multa} = ((16.27 + 0) / 1) * 1 = 16.27 \text{ UIT}$$

²⁶ Fuente de Costos: Cotización GMP S.A. – Enero del 2008

9.7 Respecto al **Incumplimiento N° 4**, teniendo en consideración los criterios arriba mencionados, deberán considerarse los siguientes valores:

9.7.1 **FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (p):** Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.

9.7.2 **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (αD):** En el presente caso no considera el factor daño²⁷, por lo que para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor de cero (0).

9.7.3 **VALOR DEL FACTOR A:** La unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes, por lo cual la sumatoria es igual a "0". De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.

9.7.4 **BENEFICIO ILÍCITO (B):** Considerando que la empresa fiscalizada, responsable del cumplimiento de la normatividad vigente, no cumplió con lo establecido en el Artículo 79° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo evitado.

A continuación, se detalla el cálculo de multa por el **Incumplimiento N° 4**:

Presupuestos ²⁸	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC - Fecha presupuesto ²⁹	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
COSTO DE LA PROPUESTA TÉCNICA DE REPARACIÓN DEFINITIVA DE 5 TRAMOS DE OLEODUCTO, CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN E INFORME DEFINITIVO SOBRE LAS CAUSAS DEL DERRAME Mano de Obra: Ingeniero de Operaciones (8 horas): 1120.00 US \$ Supervisor de Operaciones (16 horas): 1760.00 US \$ Empleado de oficina (24 horas): 480.00 US \$ Materiales: Útiles de oficina y computador (24 horas): 240.00 US \$	3 600.00	No aplica	188.88	237.34	4 523.48
Fecha de la infracción y/o detección					Noviembre 2015
Costo evitado y a la fecha de la infracción					4 523.48
Costo evitado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					3 256.90
Fecha de cálculo de multa					Diciembre 2017
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					25
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en \$					4 010.74
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.24
Valor actual del costo evitado a la fecha del cálculo de multa en S/					13 004.17

²⁷ Criterio adoptado de conformidad con el Memorándum 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.

²⁸ Fuente de Costos del Osinergmin realizados en base al D.S. N° 032-2004-EM.

²⁹ IPC: Índice del Precio al Consumidor (Consumer Price Index) según: Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1052-2018-OS-DSHL

Factor B de la Infracción en UIT	3.21
Factor D de la Infracción en UIT	0.00
Probabilidad de detección	1.00
Factores agravantes y/o atenuantes	1.00
Multa en UIT	3.21

El total de la multa expresado en Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por el incumplimiento del Artículo 79° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

$$\text{Multa} = ((3.21 + 0) / 1) * 1 = 3.21 \text{ UIT}$$

10. En ese sentido, se han graduado las sanciones a imponer dentro del rango establecido de acuerdo a lo señalado en los cálculos de multa indicados en los párrafos precedentes respecto de los numerales 2.1.9.4, 2.12.8 y 2.12.9 de 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 y dos con setenta y seis centésimas (52.76) 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: 150016889801

Artículo 2°.- SANCIONAR a la empresa **CNPC PERU S.A.** con una multa de veintiséis con setenta y seis centésimas (26.76) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), vigentes a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 2 señalado en el numeral 2 de la presente Resolución.

Código de Infracción: 150016889802

Artículo 3°.- SANCIONAR a la empresa **CNPC PERU S.A.** con una multa de dieciséis con veintisiete centésimas (16.27) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), vigentes a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 3 señalado en el numeral 2 de la presente Resolución.

Código de Infracción: 150016889803

Artículo 4°.- SANCIONAR a la empresa **CNPC PERU S.A.** con una multa de tres con veintiuna centésimas (3.21) Unidades Impositivas Tributarias (UIT), vigentes a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 4 señalado en el numeral 2 de la presente Resolución.

Código de Infracción: 150016889804

Artículo 5°.- 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.

Artículo 6°.- NOTIFICAR a la empresa **CNPC PERU S.A.** el contenido de la presente Resolución.

«image:osifirma»

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