

**TRIBUNAL DE APELACIONES DE SANCIONES
EN TEMAS DE ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN**

SALA 2

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Lima, 18 de julio del 2024

VISTO:

El Expediente N° 201500168898 que contiene el recurso de apelación interpuesto por CNPC PERÚ S.A., representada por el señor César Augusto Sirlupu Pisfil, contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 149-2024-OS-GSE/DSHL de fecha 27 de mayo de 2024, que declaró fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL de fecha 5 de octubre de 2018, mediante la cual se la sancionó por incumplir normas del subsector hidrocarburos.

CONSIDERANDO:

1. Mediante Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL de fecha 5 de octubre de 2018, se sancionó a CNPC PERÚ S.A., en adelante CNPC, con una multa total de 99 (noventa y nueve) UIT, por incumplir el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM y el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por ductos aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, conforme con el siguiente detalle¹:

N°	INFRACCIÓN	TIPIFICACIÓN	SANCIÓN
1	Al artículo 217° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM² 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	2.12.9 ³	52.76 UIT

¹ Mediante Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 149-2024-OS-DSHL se dispuso el archivo del procedimiento administrativo sancionador respecto de la infracción N° 1.

² Reglamento aprobado por 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. Las tuberías y equipos deben estar pintados y señalizados de forma que permitan identificar el tipo de fluido. En su mantenimiento, la limpieza debe ser permanente y las hierbas deberán ser eliminadas, así como los residuos inflamables (papeles, madera, trapos, etc.).
Las Instalaciones de Producción inactivas serán retiradas, restaurándose el área que estuvo ocupada."

³ Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos - Resolución N° 271-2012-OS/CD
2. Técnicas y/o seguridad
2.12. Incumplimiento de las normas sobre pruebas, inspección, mantenimiento, reparación y/o destrucción, Estudio de Riesgos, Análisis de Seguridad y Sistema de Integridad de Ductos
2.12.9. En instalaciones de exploración y explotación
Base legal: Arts. 92°, 122°, 125°, 139°, 141°, 146°, 171°, 217°, 249°, 254°, 273°, 280° y 281° del Reglamento aprobado por D.S. N° 032-2004-EM, entre otra normativa.
Multa: Hasta 300 UIT
Otras Sanciones: STA

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

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:

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
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
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 PH32 -, 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 de 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 únicamente en los ítems Nos. 10, 15 y 46, cuyas fechas de ejecución datan a partir de diciembre del 2016; es decir, fueron hechos en fechas posteriores a la ocurrencia de los citados derrames (noviembre 2015), en cuanto a los ítems Nos. 1, 2, 18, 49 y 76 se han colocado grapas estándar con posterioridad a los derrames ocurridos.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

	En ese sentido, se advierte un supuesto incumplimiento de lo establecido en la normativa vigente.																																										
2	Al artículo 203° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM⁴ No cumplir con colocar sobre soportes determinadas líneas de flujo de pozos activos del Lote X De la evaluación de la información relacionada con 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> Asimismo, 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), y 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, se advierte 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	2.12.8 ⁵	26.76
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																																										

⁴ Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos - Decreto Supremo N° 043-2007-EM

“Artículo 203.- 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.”

⁵ Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos - Resolución N° 271-2012-OS/CD

2.12. Incumplimiento de las normas sobre pruebas, inspección, mantenimiento, reparación y/o destrucción, Estudio de Riesgos, Análisis de Seguridad y Sistema de Integridad de Ductos

2.12.8. En Ductos de Transporte de Hidrocarburos y estaciones de bombeo.

Base legal: Art. 27°, 30°, 31°, 32°, 33°, 42°, 47° al 52°, 56°, 57°, 58°, 59° inc. b), 60°, 64° al 72°, 75°, 79°, 80°, 90° y 92° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM, Art. 203° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, entre otros.

Multa: Hasta 3200 UIT.

Otras Sanciones: STA

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

	Al artículo 56° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM⁶ No cumplir con aplicar un sistema de revestimiento externo a determinados oleoductos, ubicados en el Lote X. De la evaluación de la información relacionada con los derrames en 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>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> Asimismo, 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) y 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, se advierte que la empresa fiscalizada declara que fue debido al “desgaste de material por corrosión”. 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.		
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.																				
3		2.1.9.4 ⁷	16.27 UIT																		
4	Al artículo 79° del Anexo I del Reglamento aprobado por Decreto Supremo	2.12.8 ⁹	3.21 UIT																		

⁶ Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM

"Artículo 56°.- Revestimientos

Se aplicará un sistema de revestimiento externo que garantice su efectividad durante la vida útil de la instalación. El Revestimiento de las tuberías debe revisarse después de su instalación, de acuerdo a los requerimientos de las Normas ANSI/ASME B31.4 o ANSI/ASME B31.8."

⁷ Resolución N° 271-2012-OS/CD

Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos

2.1 Incumplimiento de las normas de diseño, instalación, construcción y/o montaje, operación y procesamiento

2.1.9. En Medios de Transporte.

2.1.9.4. En Transporte de Hidrocarburos por Ductos

Referencia legal: Artículo 80° 83° literal a), c), d), e) y los dos últimos párrafos del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Arts. 1°, 3°, 5°, 7°, 8°, 13° al 25°, 28°, 30° al 34°, 36° al 60°, 62°, 64°, 65°, 72°, 74°, 90°, 92° y Única Disposición Complementaria del Anexo I del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM. Art. 36° a), b), h), k), m), o), p) y 91° del Reglamento aprobado por D.S. N° 081-2007-EM.

Multa: Hasta 250 UIT.

Otras Sanciones: CB, STA, SDA.

⁹ Ver nota 5.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

N° 081-2007-EM, en concordancia con el 42° del Anexo I del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM ⁸														
CNPCC 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 5 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>		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.	
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.													
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 con lo previsto en la normatividad vigente, las grapas solo están permitidas para reparaciones temporales.														
En ese sentido, al tratarse de reparaciones temporales, la empresa 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.														
MULTA TOTAL		99 UIT												

Como antecedentes, corresponde citar los siguientes:

⁸ Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM – Anexo 1

"Artículo 79.- Acciones por rotura, avería o fuga en el Ducto

(...)

En caso 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 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:

Decreto Supremo N° 081-2007-EM – Anexo 1

"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. (...)"

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

- a) Durante el mes de noviembre de 2015 ocurrieron diversos incidentes y/o derrames de fluido de producción en distintos lugares del Lote X, de responsabilidad de CNPC. A través de la Plataforma Virtual de Osinergmin (PVO), con fecha 14 de diciembre de 2015, CNPC 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.
- b) A través del Oficio N° 450-2016-OS-DSHL notificado el 18 de febrero de 2016, Osinergmin solicitó información adicional sobre los incidentes y/o derrames menores ocurridos durante el mes de noviembre de 2015 en diferentes puntos del Lote X, para lo cual otorgó a CNPC un plazo de quince (15) días hábiles.
- c) Mediante los escritos de registro N° 201500168898 de fechas 10 (Carta N° CNPC-APLX-OP-067-2016) y 30 de marzo del 2016 (Carta N° CNPC-APLX-068-2016), CNPC remitió la información solicitada mediante el Oficio N° 450-2016-OS-DSHL.
- d) A través del Oficio N° 2654-2017-OS-DSHL/JEE notificado el 3 de noviembre de 2017, al que se adjuntó el Informe de Instrucción N° DSHL-850-2017 del 25 de octubre de 2017, se comunicó a CNPC el inicio del procedimiento administrativo sancionador, otorgándosele un plazo de cinco (5) días hábiles para que presente sus descargos.
- e) Mediante el escrito de registro N° 201500168898 (Carta N° CNPC-VPLX-OP-616-2017) de fecha 10 de noviembre de 2017, CNPC presentó sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
- f) A través del Oficio N° 537-2018-OS-DSHL/JEE, notificado el 23 de febrero de 2018, se remitió a CNPC el Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1 del 14 de diciembre de 2017, otorgándosele el plazo de cinco (5) días hábiles para la presentación de sus descargos.
- g) Mediante el escrito de registro N° 201500168898 (CNPC-VPLX-OP-123-2018) de fecha 2 de marzo de 2018, CNPC presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción.
- h) Por Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 3488-2018-OS-DSHL de fecha 4 de julio de 2018, notificada el 19 de julio de 2018, sustentada en el Informe N° 602-2018-OS-DSHL del 4 de julio de 2018, se amplió el procedimiento administrativo sancionador por un plazo adicional de tres (3) meses.
- i) Mediante Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL de fecha 5 de octubre de 2018, notificada el 11 de octubre de 2018, se sancionó a CNPC por los incumplimientos descritos en el numeral 1 de la presente resolución.
- j) A través del escrito de registro N° 201500168898 (CNPC-VPLX-OP-679-2018) de fecha 5 de noviembre de 2018, CNPC, al no estar de acuerdo con la sanción impuesta, interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

- k) Mediante la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 149-2024-OS-GSE/DSHL de fecha 27 de mayo de 2024, notificada en la misma fecha, la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos resolvió lo siguiente:

“Artículo 1.- Declarar FUNDADO EN PARTE el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa CNPC PERU S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL, de fecha 05 de octubre de 2018, en lo referido al Incumplimiento N° 1; y, en consecuencia, disponer el ARCHIVO del procedimiento administrativo sancionador en dicho extremo.

Artículo 2.- CONFIRMAR la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL, de fecha 05 de octubre de 2018, en todos sus demás extremos.”

En consecuencia, de lo resuelto mediante la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 149-2024-OS-GSE/DSHL, la multa total quedó reducida de 99 (noventa y nueve) UIT a 46.24¹⁰ (cuarenta y seis con veinticuatro centésimas) UIT.

ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN

1. Mediante escrito de registro N° 201500168898 (Carta N° CNPC-APLX-015-2024), ingresado a través de la Ventanilla Virtual de Osinergmin el 19 de junio de 2024, CNPC interpuso recurso de apelación contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 149-2024-OS-GSE/DSHL de fecha 27 de mayo de 2024, en atención a los siguientes fundamentos:

Sobre la prescripción de la potestad sancionadora

- a) CNPC señala que, el procedimiento administrativo sancionador se originó como consecuencia de lo reportado en el Reporte Mensual de Incidentes, Derrames de petróleo, combustibles líquidos, productos químicos y otros menores a 1 barril, correspondiente al mes de noviembre de 2025.

Menciona que, con fecha 27 de mayo de 2024, se le notificó la Resolución N° 149-2024-OS-GSE/DSHL, resolviendo su recurso de reconsideración interpuesto el 5 de noviembre de 2018; es decir, 8 años y 6 meses después de ocurridos los eventos, 7 años y 6 meses después de iniciado el procedimiento administrativo sancionador y 6 años y 6 meses luego de interpuesto su recurso de reconsideración.

Por lo tanto, solicita la declaratoria de prescripción¹¹ del procedimiento administrativo sancionador debido al tiempo transcurrido desde que se detectaron las infracciones, se inició el procedimiento administrativo sancionador y se emitió la resolución de sanción.

¹⁰ Infracción N° 2: 26.76 UIT
Infracción N° 3: 16.27
Infracción N° 4: 3.21 UIT

¹¹ Sobre la prescripción, la recurrente indica que: “La figura de la prescripción es la institución jurídica por la cual el transcurso del tiempo genera que las personas adquieran derechos o se liberen de obligaciones. Ahora bien, desde el punto de vista de la potestad punitiva del Estado, el Tribunal Constitucional ha resaltado el impacto de la prescripción como causa de extinción de la

Sobre la comisión de la infracción N° 2

Sobre las líneas de flujo

- b) CNPC indica que resulta necesario aclarar que la normativa vigente realiza una clasificación de las tuberías en base a la función que realizan, tal como puede observarse en las definiciones legales de los tipos de ductos consagrados en los numerales 2.17, 2.18, 2.19 y 2.48 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Precisa que, la primera instancia, al considerar lo señalado en la Resolución N° 280-2017-OS/TASTEM-S2, que indica que:

“(...) las instalaciones de producción a que se refiere el citado artículo 217 del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por 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 punto, el Osinergmin hace una interpretación errada, dado que precisamente las palabras Estación de bombeo y Compresión clasifican las tuberías de acuerdo con la función que desempeñan. En consecuencia, no es correcto lo señalado por la autoridad. Así, en la afirmación:

“(...) Las instalaciones de producción (...) 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.”

Con esta interpretación, Osinergmin incluye a todas las tuberías como ductos, lo cual constituye otra deducción sin sustento en la ley, dado que la normativa claramente clasifica a las tuberías de acuerdo con las definiciones legales que el propio Osinergmin reconoce.

responsabilidad criminal fundada en la acción del tiempo o renuncia del Estado a sancionar (...). De esta manera, es posible afirmar que, en el ámbito de la potestad única sancionadora del Estado, la prescripción se relaciona directamente con el retraso objetivo en el ejercicio de los derechos y potestades de las entidades públicas, en concordancia con los cánones que la normativa establezca y a margen de la posición subjetiva de sus protagonistas. En sintonía con ello, la doctrina española afirma lo siguiente: “La potestad sancionadora de la Administración puede perderse y no ser ya efectiva por el transcurso del tiempo, dando lugar a la prescripción (extintiva) de las infracciones o de las sanciones, según la Administración pierda el derecho a sancionar una infracción o a ejecutar una sanción ya impuesta.”

Guía práctica sobre el procedimiento administrativo sancionador Guía para asesores jurídicos del Estado Actualizada con el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General. (n.d.). Retrieved from <https://img.lpderecho.pe/wp-content/uploads/2017/09/LEGIS.PE-Minius-Gu%C3%ADa-pr%C3%A1ctica-sobre-el-procedimiento-administrativo-sancionador.pdf>

Asimismo, que lo antes referido tiene concordancia con lo establecido en el artículo 252° del TUO de la Ley N° 27444.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Es decir, Osinergmin realiza interpretaciones propias y analogías para incluir a las líneas de flujo como ductos, en tanto que la normativa vigente las clasifica de acuerdo con la función que desempeñan. Por ello, existe una manifiesta discrepancia entre lo establecido en la norma y lo que Osinergmin entiende; por lo cual, ciñéndonos a la literalidad de la norma analizada, resulta arbitrario e incorrecto atribuirle una función a los ductos que no está establecida en la norma que los describe.

CNPC, menciona lo siguiente:

- Las tuberías que recolectan y trasladan hidrocarburos producidos (desde el pozo hacia la entrada de la batería) son las tuberías cuya definición calza con lo que llama líneas de flujo, de conformidad con la definición legal del numeral 2.48 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM;
- Las tuberías que trasladan hidrocarburos líquidos de los cuales se ha separado el gas son las tuberías cuya definición calza con los oleoductos; y,
- Las tuberías que trasladan hidrocarburos gaseosos de los cuales se ha separado los líquidos son los gasoductos, de conformidad con la definición legal del numeral 2.18 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

En consecuencia, no le resulta comprensible cómo es que Osinergmin en atención a dicha norma, por un lado, haga suya la definición legal establecida en la cual se aprecia claramente la clasificación de las tuberías de acuerdo con la función que desempeñan y, por otro lado, entrando en clara contradicción, luego señale que todas las tuberías son ductos. Postura que no es posible de comprender ni que cuente con la justificación o sustento normativo válido.

Asimismo, resalta que en la normativa vigente del subsector hidrocarburos no existe una norma que señale: *“que el término “ducto” comprende toda tubería que es utilizada para transportar como para recolectar hidrocarburos (...)”*, tal como lo afirma la autoridad. Si este fuera el caso Osinergmin tiene la obligación de referirlo, señalarlo o hacerlo de su conocimiento para sustentar sus imputaciones; sin embargo, no se aprecia cita ni referencia a norma alguna.

Artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM norma que regula el transporte de hidrocarburos por ductos

- c) CNPC menciona que, conforme con lo establecido en el artículo 1° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, esta tiene como alcance preservar la integridad y salud de los trabajadores, proteger a terceras personas de los riesgos y proteger las instalaciones que se encuentren en las actividades de hidrocarburos.

Como toda norma, el mencionado Decreto Supremo consta de 12 títulos, cada uno de los cuales norma y regula actividades que se realizan dentro del sector hidrocarburos, tales como actividades de campamentos, actividades de exploración y explotación, actividades de refinerías y plantas de procesamiento, actividades de transporte y almacenamiento, actividades en comercialización de combustibles líquidos, de gas licuado y de gas natural, tal como se aprecia en el siguiente esquema:

REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS			CONTENIDO		TÍTULO V	OPERACIONES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	(Art. 139° al 168°)
TÍTULO I	DISPOSICIONES GENERALES	(Art. 1° al 32°)	Capítulo I	Objeto, alcance y definiciones	Capítulo I	Aspectos de Seguridad para los equipos de perforación, reacondicionamiento y servicio de pozos	
			Capítulo II	Aplicación e interpretación del Reglamento	Capítulo II	Cables de acero, cadenas y sogas	
			Capítulo III	Organismos competentes	Capítulo III	Prevención contra incendio	
			Capítulo IV	Organización para la Seguridad y salud en el trabajo	Capítulo IV	Plataformas marítimas, fluviales o lacustres	
			Capítulo V	Responsabilidades y obligaciones	Capítulo V	Medidas de Seguridad en los pozos de producción	
					Capítulo VI	Baterías de producción	
TÍTULO II	HIGIENE Y SEGURIDAD DEL PERSONAL	(Art. 33° al 53°)	Capítulo VII	Plantas de Procesamiento de Gas y Líquidos de Gas Natural	Capítulo VII	Plantas de Procesamiento de Gas y Líquidos de Gas Natural	
			Capítulo I	Condiciones habitacionales y sanitarias	Capítulo VIII	Estaciones de bombeo y tanques	
			Capítulo II	Asistencia médica y Primeros Auxilios	Capítulo IX	Balao de tuberías de revestimiento	
TÍTULO III	EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS	(Art. 54° al 107°)			TÍTULO VI	OPERACIONES DE REFINERÍAS Y PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS	(Art. 167° al 177°)
			Capítulo I	Condiciones generales de Seguridad	Capítulo I	Seguridad contra incendio	
			Capítulo II	Equipos y sistemas de protección contra incendio	Capítulo II	Otras condiciones de Seguridad	
			Capítulo III	Manipuleo de productos peligrosos	TÍTULO VII	OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS Y OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS	(Art. 178° al 211°)
			Capítulo IV	Manipuleo de material radioactivo	Capítulo I	Transporte en medio acuático	
			Capítulo V	Manipuleo de explosivos	Capítulo II	Transporte por aeronaves	
TÍTULO IV	CONDICIONES DE LOS CAMPAMENTOS	(Art. 108° al 138°)			Capítulo III	Transporte terrestre de Hidrocarburos u Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos	
			Capítulo I	Condiciones de alojamiento del Personal	Capítulo IV	Transporte de Hidrocarburos por ductos	
			Capítulo II	Campamento base instalado en zona endémica	Capítulo V	Medidas de seguridad para el almacenamiento de Hidrocarburos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos	
			Capítulo III	Campamento móvil instalado en zona endémica	Capítulo VI	Operaciones de carga y descarga de Hidrocarburos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos en puertos	
			Capítulo IV	Prácticas higiénicas del Personal			
			Capítulo V	Asistencia Médica			
			Capítulo VI	Condiciones alimenticias del Personal			

Como se puede observar en el esquema precedente, el artículo 203° se encuentra incluido en el TÍTULO VII: “OPERACIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS Y OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS” (artículo 178° hasta el artículo 211°) y, específicamente norma y regula lo señalado en el Capítulo IV del Título VII antes mencionado: “Transporte de Hidrocarburos por ductos”.

Por lo expuesto, el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, se aplica al transporte de hidrocarburos por ductos, es decir, aplica a las tuberías de la definición de “Ducto”.

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”.

- d) Agrega que, de conformidad con lo establecido en el artículo 3° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, para los fines del reglamento se aplican las definiciones y siglas de dicho artículo, las cuales reemplazan a las indicadas en el Decreto Supremo N° 032-2002-EM (cuando están contenidas en este último Decreto Supremo). Asimismo, se señala que en caso de discrepancia tienen prioridad las contenidas en el Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

Menciona que, el artículo 203° norma y regula los ductos de la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos. Por tal motivo, para realizar la aplicación de este artículo y de conformidad con lo señalado en el artículo 3° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, se necesita conocer cuál es la definición o criterio interpretativo del término “Ducto”, dentro de la normativa vigente del subsector hidrocarburos.

CNPC alega que, en aplicación estricta del artículo 3° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM, el término “Ducto” no se encuentra definido en la mencionada norma, así como

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

tampoco está definido en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM. El término “Ducto” está definido en el numeral 2.18 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

¿Por qué las tuberías llamadas “líneas de flujo” no son “ductos”?

e) CNPC menciona que, basado en la normativa vigente del subsector hidrocarburos se demuestra que las tuberías llamadas “líneas de flujo” no son “ductos”, de acuerdo con el siguiente sustento legal:

- (i) El numeral 2.18 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece la definición legal de “Ducto”, el cual señala que es un conjunto en el cual están incluidas tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión y su función es el “Transporte de Hidrocarburos”.
- (ii) ¿Cuáles son las tuberías que trabajan en conjunto con conexiones, accesorios y una estación de bombeo o compresión? Estas tuberías son las que comúnmente llamamos:
 - “Oleoductos” (para el caso de estación de bombeo); y
 - “Gasoductos” (para el caso de estación de compresión),

Esta definición legal que Osinergmin se niega a admitir y que lo lleva a realizar una interpretación errónea de la definición legal de “Ducto”.

- (iii) Por su parte el numeral 2.48 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece la definición legal de “Sistema de Recolección e Inyección”, el 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 (...)”*.
- (iv) ¿Cuáles son las tuberías que trabajan en conjunto con equipos e instalaciones? Estas tuberías son las que comúnmente llamamos “líneas de flujo”, definición legal que Osinergmin se niega a admitir y la lleva a realizar una interpretación errónea de la definición legal de “línea de flujo”.
- (v) ¿Cuáles son las diferencias en las definiciones de “Ductos” y “Sistema de Recolección e Inyección”? Hay dos (2) 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.

Nótese la gran diferencia que en la definición de “Ducto” se incluye “estación de bombeo o compresión” y no incluye “equipos e instalaciones.”.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

- 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 solo hidrocarburos producidos, los cuales contienen petróleo, gas y agua.

En tanto que, en la definición de “Ducto” su función es transporte de hidrocarburos, que ya fueron procesados separándolos del gas.

En este aspecto, deja claro que existe una diferencia notable respecto de las tuberías de ambas definiciones, diferencia que reside en las funciones que desempeñan cada una de ellas, dado que 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”.

Agrega que, no se ampara en su imaginación sino en lo que corresponde estrictamente al campo de lo fáctico, de los hechos, puesto que no podemos otorgarle una naturaleza determinada a algo que evidentemente no lo es.

De acuerdo con las definiciones de los numerales 2.18 y 2.48 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, se puede apreciar lo siguiente:

- (vi) La normativa vigente realiza una clasificación de las tuberías en base a la función que realizan, tal como puede observarse en las definiciones de tipos de otros tipos de ductos establecidos en los numerales 2.17 y 2.19 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM.
- (vii) En tal sentido, a partir de las definiciones legales de los numerales 2.48 y 2.18 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, la función de las líneas de flujo (conjunto de tuberías de la definición de sistema de recolección e inyección) no es la misma que la función de los ductos (conjunto de tuberías que operan asociadas a estaciones de bombeo o compresión).
- (viii) En consecuencia, las “líneas de flujo” no son “ductos”, por lo tanto, no le es aplicable el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

CNPC concluye que ha demostrado que, dentro de la normativa vigente del sub sector hidrocarburos, las definiciones de las tuberías están claramente establecidas de acuerdo a la función que desempeñan, y la definición de “Ducto” no incluye a las “líneas de flujo”.

Las “Líneas de Flujo” se encuentran fuera del alcance de aplicación del Decreto Supremo N° 081-2007-EM y en consecuencia no es aplicable el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM:

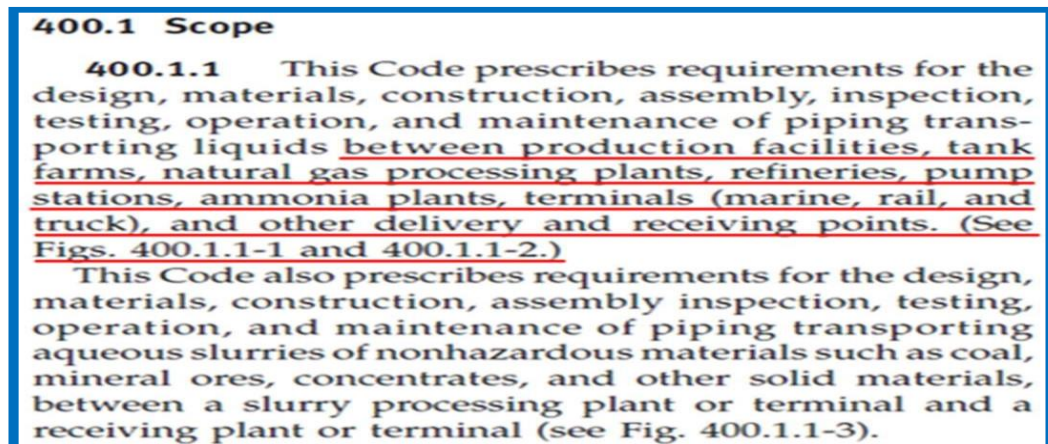
- f) CNPC indica que, la normativa vigente señala lo siguiente:
 - EL artículo 4° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM señala que para la prestación del Servicio de Transporte de Hidrocarburos por Ductos se requiere una Concesión, la cual otorga al concesionario el derecho y la obligación de transportar Hidrocarburos a través del Sistema de Transporte.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

- El artículo 10° de la Ley N° 26221 Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que su empresa opera bajo un Contrato de Licencia, mediante el cual está autorizado a realizar la exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote X. En tal sentido, alega que no es un concesionario que realiza el Servicio de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
- El último párrafo del artículo 1° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, establece la obligación de que los “Ductos” deben cumplir con las normas de seguridad y las normas de protección ambiental, que para sus operaciones son los oleoductos y gasoductos, de conformidad con la definición de “Ducto” establecida en el numeral 2.18 del artículo 2° del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, dado que las mencionadas tuberías (oleoductos y gasoductos) operan asociadas con estaciones de bombeo o compresión que señala la definición mencionada.

Por su parte, el artículo 7° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, señala que se aplicará la norma ANSI/ASME B31.4 cuando se trate del transporte de hidrocarburos líquidos, en la versión vigente al momento de su aplicación.

En el primer párrafo del numeral 400.1.1 de la norma ASME B31.4 se señala el alcance de la mencionada norma:



La recurrente señala que la traducción literal de este párrafo es:

“Este Código establece requisitos para el diseño, materiales, construcción, montaje, inspección, prueba, operación y mantenimiento de transporte de líquidos en tuberías entre instalaciones de producción, tanque, plantas de procesamiento de gas natural, refinerías, bomba estaciones, plantas de amoníaco, terminales (marina, ferrocarril y camión) y otros puntos de entrega y recepción. Ver Figs. 400.1.1-1 and 400.1.1-2”.

Menciona que, el alcance de la norma ASME B31.8 (Sic) se inicia a partir de las baterías, lugar donde se encuentran las “production facilities” hasta los puntos de entrega y recepción. Como se sabe, las líneas de flujo desempeñan su función antes de su llegada a la batería; y no a partir de las baterías.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Señala que, la Figura 400.1.1-1, que se menciona en el numeral 400.1 Scope de la norma B31.4 es la misma que el Diagrama 1 del Anexo N° 3 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, en el cual se muestra claramente cuál es el alcance de la norma ASME B31.4. Por lo tanto, queda acreditado que las tuberías llamadas líneas de flujo no están incluidas dentro del alcance del Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Finalmente, en el Oficio N° 10684-2008-OS-GFHL-UEEL, notificado el 14 de noviembre de 2008, el propio Osinergmin concluye que:

“Los Códigos ASME B31.4 y ASME B31.8 no son aplicables a las Líneas de Flujo que van desde los pozos a los separadores; porque los referidos Estándares explícitamente no las comprenden en sus alcances: (...).”

Por lo expuesto, la recurrente indica que, queda acreditado que las “líneas de flujo” no son ductos dado que se encuentran fuera del alcance del Decreto Supremo N° 081-2007-EM que es el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, motivo por el cual no está en la obligación legal de cumplir con lo señalado en el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

CNPC concluye que, ha demostrado legalmente que el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043- 2004-EM es aplicable solo a los Ductos (oleoductos o gasoductos) y no aplica para las líneas de flujo.

Sobre la comisión de la infracción N° 3

- g) CNPC menciona que, dado que el artículo 56° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM se refiere a la protección contra la corrosión externa, entre las cuales se encuentran los revestimientos, de conformidad con lo establecido en el literal b) del artículo 55° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, los sistemas de revestimiento de superficie a emplear deben ser cuidadosamente seleccionados, considerando el clima del lugar en el que se encuentra ubicada la instalación.

En consecuencia, lo afirmado por el Osinergmin no se ajusta a lo señalado en la normativa vigente, y erróneamente afirma que el recubrimiento debe ser aplicado a todos los oleoductos sin ninguna excepción o supeditar su cumplimiento al contenido de un estudio de corrosión atmosférica.

La recurrente precisa que, en el numeral 4.22 del Informe Final de Instrucción N° 003-2018-INAB-1, emitido en el Expediente N° 201600150635 por una imputación igual, se señala que: *“(...) por lo que, al no estar relacionados a problemas de corrosión externa, no corresponde exigir la aplicación de sistema de revestimiento externo a los referidos tramos (...).”* CNPC consigna la siguiente imagen:

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

4.22. En cuanto al Incumplimiento N° 3, en referencia a los descargos citados en los numerales 3.18 al 3.22 del presente Informe debemos señalar que se imputó el no cumplir con aplicar un sistema de revestimiento externo a los tramos de ductos del sistema de recolección activos del Lote X para garantizar su efectividad, relacionados con los derrames detallados en los ítems N° 8, 20 y 51 del Reporte Mensual Formato N° 8, al respecto de la evaluación del Anexo 2 de la Carta CNPC-VPLX-OP-086-2017, remitida por la empresa fiscalizada el 23 de febrero del 2017, se advierte que las causas de los derrames en los tramos de ductos del sistema de recolección activos reportados en los ítems N° 8 y 51, corresponden a corrosiones internas, por lo que al no estar relacionados a problemas de corrosión externa, no corresponde exigir la aplicación de sistema de revestimiento externo a los referidos tramos de ductos del sistema de recolección activos. En cuanto al derrame indicado en el tramo del ducto del sistema de recolección activo reportado en el ítem N° 20, se detalla que cuando se ejecute el reemplazo se analizará y determinará el tipo de corrosión, por lo que al no tener certeza sobre el tipo de corrosión que se dio, no corresponde exigir la aplicación de sistema de revestimiento externo al referido tramo de ducto.

En tal sentido, menciona que, estando ante una misma situación, corresponde que la entidad se pronuncie en el mismo sentido, correspondiendo en archivo de la presente imputación.

- h) CNPC sostiene que la imputación vinculada al supuesto incumplimiento del artículo 56° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, no puede ser aplicado a casos de corrosión interna, dado que el mencionado artículo norma y regula corrosión externa, siendo que las causas reportadas de los derrames fueron por “corrosión interna” en todos los casos.

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.

CNPC precisa que, en su Carta N° CNPC-APLX-068-2016 del 30 de marzo de 2015 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”.

Para el caso de los oleoductos que no habían sido reparados, informó que dichos oleoductos presentaron desgaste de material por corrosión interna al momento del reemplazo de los tramos afectados.

En el Anexo N° 5 de su recurso de reconsideración, remitió la “Información complementaria de Oleoductos”, que incluye un registro fotográfico del estado actual como quedaron los tramos después del reemplazo efectuado, lo cual acredita el reemplazo de las tuberías afectadas antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador.

De lo manifestado, evidencia el error por parte de la entidad, en la medida que aplica el artículo 56° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que norma y regula el control de corrosión externa, cuando lo reportado se refería a corrosión interna.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

- i) CNPC indica que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3° del Anexo 1 del Decreto Supremo 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, siendo que aquellas instalaciones existentes a la referida fecha, se adecuarán en lo que corresponda, según lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria del Reglamento.

Dado que el artículo 56° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, se refiere a la protección contra la corrosión externa, entre las cuales se encuentran los revestimientos, alega que, de conformidad con lo establecido en el literal b) del artículo 55° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, los sistemas de revestimiento de superficie a emplear deben ser cuidadosamente seleccionados, considerando el clima del lugar en el que se encuentra ubicada la instalación.

CNPC señala que, para aplicar los revestimientos estos se deben seleccionar considerando el clima, tal como lo hizo en el “Estudio de Corrosión Atmosférica en las Instalaciones de Petrobras Energía Perú S.A.”, realizado por la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Agrega que, la Primera Disposición Complementaria del Reglamento se refiere al “Programa de Adecuación y Cronograma de Ejecución”, el cual gestionó siendo 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 Decreto Supremo N° 081-2007-EM, los oleoductos mencionados tenían la calificación de instalaciones existentes, por lo que estaba incluido en el Programa de adecuación y ejecución.

En tal sentido, afirma que el Programa de Adecuación contempló la gestión de la Política de Control de Corrosión atmosférica, el cual está basado en el artículo 56° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, y realizó mediante el “Estudio de Corrosión Atmosférica en las Instalaciones de Petrobras Energía Perú S.A.” de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

CNPC reitera que sus compromisos asumidos para adecuarse al Decreto Supremo N° 081-2007-EM, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, fueron aprobados por Osinergmin mediante Oficio N° 1311-2010-OS-GFHL/UPDL recibido el 12 de febrero de 2010.

La autoridad realiza una interpretación errónea al asumir que el artículo 56° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM se aplica a todas las tuberías, y no toma en cuenta lo señalado en el literal b) del artículo 55° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM ni que, según este artículo, cumplió con la adecuación que la normativa exigía, es decir, no se consideran sus compromisos aprobados por Osinergmin en el marco del Plan de Adecuación al Decreto Supremo N° 81-2007-EM.

CNPC indica 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 su Carta N° CNPC-APLX-OP-037-2016 de fecha 16 de febrero 2016, 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.

Alega que, Osinergmin estaría actuando en contra de sus actos propios, ya que aprobó su Programa de Adecuación y Cronograma de Ejecución al Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que actualmente pretende desconocer.

CNPC concluye que no incumple con lo establecido en el artículo 56° del Anexo N° 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Sobre la comisión de la infracción N° 4

- j) CNPC menciona lo indicado en el primer párrafo del numeral 8.12 de la resolución impugnada relacionado con su descargo de: *“(...) 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”*. Sobre ello, CNPC cita lo indicado por la DSHL señalando lo siguiente:

“que la traducción efectuada es correcta, pues la norma ASME B.31.4 incluye el término en inglés “defects” que significa “defectos”.”

CNPC agrega que, en el segundo párrafo, el Osinergmin indica:

“En ese 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.”

Al respecto, CNPC afirma que resulta muy ligero sustentar una imputación solamente señalando que la norma ASME B.31.4 incluye el término en inglés “defects” que significa “defectos”. Asimismo, tratándose de una imputación que depende de una traducción y considerando que señaló que la traducción realizada en el Informe Final de Instrucción estaba errada, siendo incorrecta –además de forzada- la traducción efectuada sobre la norma técnica; no obstante, la entidad busca acreditar su imputación. CNPC alega que esta traducción no es oficial ni está corroborada por algún especialista que establezca la traducción correcta o que señale que la traducción efectuada por la entidad resulta conforme (que, evidentemente, no es el caso).

Señala que, si la traducción (sobre la cual se sustenta la imputación) que realiza Osinergmin “defectos en la tubería” es correcta, la sola palabra “defects” no es suficiente para sostener que la norma dice “defectos en la tubería”.

En ese sentido, la primera oración del literal (f) del numeral 451.6.2.9 Permanent Repairs de la norma ASME B.31.4 – 2012, debería incluir la frase en inglés “defect in the pipeline”, frase que no se encuentra incluida en la mencionada norma. Lo que la señala la primera

oración del literal (f) del numeral 451.6.2.9 Permanent Repairs de la norma ASME B.31.4 – 2012 es:

“Pueden realizarse reparaciones a los defectos de fugas y no fugas mediante la instalación de una abrazadera aplicada mecánicamente”

Menciona que, como se puede observar, esta frase no incluye la frase “defectos de tubería” que en inglés significa “defect in the pipeline”, motivo por el cual se ratifica en sus descargos contra el Informe Final de Instrucción, en el sentido que la imputación se sustenta en una incorrecta traducción de la norma técnica ASME B.31.4 - 2012.

Para corroborar lo señalado, se remite a lo señalado por el propio Osinergmin 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 de junio de 2017 que indica:

5.3.- Observación al literal c), del artículo 62° del D.S.081-2007-EM: En el informe de supervisión, adjunto al Oficio N° 1418-2017-OS-DSHL, en el ítem c.3) se señala lo siguiente:

Observación al Anexo 1-I: Instalación de Grapas en Oleoductos: La norma ASME B31.4-2016, en el párrafo 451.6.2.9 (f), señala lo siguiente:“(f) Mechanical Bolt-On Clamp. Repairs may be made to both leaking and nonleaking defects by the installation of a mechanically applied clamp. A mechanical clamp shall have a design pressure of not less than that of the pipe being repaired. Mechanical clamps shall not be used to repair circumferentially oriented defects unless designed to withstand the axial load. A mechanical clamp may be fully welded, both circumferentially and longitudinally and seal welded at the bolts. The clamp ends shall extend past the edges of the defect for a minimum of 2 in. (50 mm). Mechanically applied full encirclement repair fittings shall meet the design requirements of para. 401.2°. Lo que traducido señala: “(f) Abrazadera mecánica atornillada. Pueden realizarse reparaciones a los defectos de fugas y no fugas mediante la instalación de una abrazadera aplicada mecánicamente. Una abrazadera mecánica debe tener una presión de diseño no menor que la del tubo que se está reparando. Las abrazaderas mecánicas no se utilizarán para reparar defectos orientados circunferencialmente a menos que se diseñen para soportar la carga axial. Una abrazadera mecánica puede ser completamente soldada tanto de forma circunferencial como longitudinal, y sellada por soldadura en los pernos. Los extremos de la abrazadera deben extenderse más allá de los bordes del defecto durante un mínimo de 50 mm (2 pulg.). Los accesorios de reparación de cerco completo, aplicados mecánicamente, deberán cumplir con los requisitos de diseño del párr. 401,2°.”

Menciona que, como se puede apreciar, en esta traducción realizada por Osinergmin, 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 demuestra claramente que la traducción efectuada es incorrecta. Agrega que, la norma señala:

(f) Mechanical Bolt-on-Clamp. Repairs may be made to both leaking and nonleaking defects by the installation of a mechanically applied clamp. A mechanical clamp shall have a design pressure of not less than that of the pipe being repaired. Mechanical clamps shall not be used to repair circumferentially oriented defects unless designed to withstand the axial load. A mechanical clamp may be fully welded, both circumferentially and longitudinally and seal welded at the bolts. The clamp

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Cuya traducción literal es: *“Pueden realizarse reparaciones a los defectos de fugas y no fugas mediante la instalación de una abrazadera aplicada mecánicamente”*.

En ese sentido, no logra explicarse cómo es que la entidad viene a insertar términos ajenos a los plasmados en la norma técnica, y menos aún, de dónde se inserta lo referido a “defectos de tubería”.

- k) CNPC sostiene que la imputación vinculada al supuesto incumplimiento al artículo 79° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, no puede ser aplicado 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.

En tal sentido, no existe obligación de presentar la propuesta técnica de reparación definitiva por los siguientes motivos:

- De acuerdo con 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 Decreto Supremo 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 con lo establecido en el tercer párrafo del artículo 79° del Anexo 1 del Decreto Supremo N° 081-2007-EM, condición que es diferente a la presentada en los casos de esta imputación, debido a que la instalación de grapas estándar en ambos casos constituyó reparaciones definitivas, de acuerdo con la normativa vigente, y tal como se demuestra en los literales previos.
- Cuando se presentan este tipo de eventos, se realiza una evaluación 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.

CNPC sostiene que, en estos casos, tiene como política establecida que las acciones correctivas sean de carácter permanente. De acuerdo con el artículo 79° del Anexo 1 del Decreto Supremo 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, por lo que no ha

vulnerado lo establecido en el artículo 79° del Anexo I del Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

- Como antecedente refiere que, mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin N° 1447-2014-OS/GFHL, recibida el 22 de setiembre de 2014, se resuelve concluir y disponer el archivo definitivo del procedimiento administrativo sancionador iniciado, en virtud de la aplicación de la norma antes mencionada.
- En el numeral 3.2 del Informe Final de Procedimiento Administrativo Sancionador N° 1116-2014-OS-GFHL/UPPD de fecha 25/08/2014 (adjunto a la Resolución de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin N° 1447-2014- OS/GFHL, recibida el 22 de setiembre de 2014), se señala:

3.2 Con relación a lo alegado por la empresa fiscalizada en los numerales 2.1.1 y 2.1.2 del presente Informe, debemos señalar que efectivamente de la revisión del texto de la norma ASME B.31.4-2012 "Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other liquids", en el



6



Capítulo VII: Operation and Maintenance Procedures, ítem 451.6.2.9: Permanent Repairs, ítem f) Mechanical Bolt on Clamp, se advierte que la instalación de una grampa, es considerada como una reparación definitiva; asimismo, no se exige que se tenga que soldar la grampa y los pernos. En ese sentido, constituyendo la instalación de tales grampas como reparaciones definitivas y no temporales, la empresa fiscalizada no se encontraba obligada a remitir la información indicada en el artículo 79° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

CNPC indica que reitera lo señalado en su escrito de respuesta al inicio del procedimiento administrativo sancionador, sobre que Osinergmin estaría actuando en contra de sus propios actos, así como vulnerando a su vez el Principio de Confianza Legítima, ya 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 sobre hechos idénticos.

CNPC concluye que Osinergmin no puede emitir una resolución que desconoce y –a su vez- contradice una resolución suya anterior que –respetuosa de la legalidad y obediente del contenido de la norma- ya había declarado la instalación de grampas como reparaciones definitivas.

2. A través del Memorándum N° GSE-DSHL-738-2024 recibido el 21 de junio de 2024, la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos remitió los actuados a la Sala 2 del TASTEM mediante el Sistema de Gestión de Documentos Digitales – SIGED.

3. Mediante escrito de registro N° 201500168898 (Carta N° CNPC-PALX-016-2024), ingresado a través de la Ventanilla Virtual de Osinergmin el 20 de junio de 2024, CNPC informó que el escrito que contenía su recurso de apelación no pudo ser presentado el día 18 de junio de 2024, por inconvenientes en el sistema de la Ventanilla Virtual, por lo que tuvo que presentar dicho escrito al día siguiente, cuando finalmente pudo ser ingresado.

CUESTIÓN PREVIA

Excesiva demora en resolver el recurso de reconsideración

4. Previamente a la evaluación del recurso de apelación remitido a este Tribunal, resulta pertinente señalar que, se advierte una excesiva demora en resolver el recurso de reconsideración, presentado el 5 de noviembre de 2018, por parte de la primera instancia, la que emitió su pronunciamiento el 27 de mayo de 2024 (más de cinco años de interpuesto el recurso).

Considerando el excesivo tiempo transcurrido para resolver el recurso de reconsideración, se exhorta a la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos a observar los Principios del Debido Procedimiento y de Celeridad, los cuales se encuentran contemplados, respectivamente, en los sub numerales 1.2 y 1.9 del numeral 1 del Artículo IV del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, en adelante TUO de la Ley N° 27444.

ANÁLISIS DE LOS ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN

Sobre la prescripción de la potestad sancionadora

5. Respecto de lo alegado en el literal a) del numeral 2 de la presente resolución, cabe indicar que el plazo con el que cuenta la primera instancia para determinar la responsabilidad administrativa y, consecuentemente, imponer la sanción que corresponda, es el plazo de prescripción el cual, de acuerdo con el numeral 32.1 del artículo 32° del Reglamento de Fiscalización y Sanción de las actividades energéticas y mineras a cargo de Osinergmin aprobado por la Resolución N° 208-2020-OS/CD¹², en adelante RFS, es de cuatro (4) años.

Asimismo, el numeral 32.3 del artículo 32 del RFS¹³ en concordancia con el numeral 252.3 del artículo 252° del TUO de la Ley N° 27444¹⁴, establece que la autoridad declara de oficio la prescripción y da por concluido el procedimiento cuando advierta que se ha cumplido el plazo para determinar la existencia de infracciones, siendo que los administrados también pueden plantear la prescripción por vía de defensa y la autoridad debe resolverla sin más trámite que

¹² RFS

"Artículo 32.- Prescripción y caducidad

32.1 La potestad sancionadora de Osinergmin para determinar la existencia de infracciones administrativas y notificar la resolución correspondiente al Agente Fiscalizado prescribe a los cuatro (4) años. (...)"

¹³ "Artículo 32.- Prescripción y caducidad

(...)"

32.3 La autoridad declara de oficio la prescripción y da por concluido el procedimiento cuando advierta que se ha cumplido el plazo para determinar la existencia de infracciones. Asimismo, los administrados pueden plantear la prescripción por vía de defensa y la autoridad debe resolverla sin más trámite que la constatación de los plazos, sin perjuicio de la responsabilidad administrativa que corresponda cuando se hayan producido situaciones de negligencia".

la constatación de los plazos¹⁵.

Ahora bien, conforme se desprende de lo señalado por la recurrente, el cómputo del plazo de prescripción se habría reiniciado con posterioridad a la interposición de su recurso de reconsideración presentado el 5 de noviembre de 2018, y continuó transcurriendo hasta la fecha en que le fue notificada la resolución que emitió pronunciamiento de dicho recurso, esto es, hasta el 27 de mayo de 2024. Al respecto, se debe precisar que, en vía recursal la institución jurídica de la prescripción no opera, toda vez que en la aludida vía, la Administración ejerce una potestad administrativa diferente a la sancionadora, relativa a la evaluación de una nueva prueba y/o revisión de lo resuelto por ella, emitiendo un nuevo pronunciamiento.

Con relación al transcurso del plazo de prescripción en la etapa recursal, resulta de utilidad citar al autor Diego Zegarra Valdavia quien señala lo siguiente¹⁶:

“6.3 La posibilidad de trasladar el plazo de prescripción a la vía impugnativa (recursos administrativos).

Debe señalarse que ello no es posible, ya que la Administración ha perseguido oportunamente la infracción y la ha sancionado, sin incurrir en inactividad por un plazo superior al establecido para la prescripción, lo que suceda después, y concretamente, la demora en pronunciarse o resolver los recursos en sede administrativa en nada afecta a la prescripción de la infracción; sino, simplemente determina si el órgano autor de la resolución originaria actuó con arreglo al ordenamiento jurídico.

Estando entonces a lo prescrito en nuestro Ordenamiento Jurídico, la posible demora en la resolución expresa de los recursos, dará lugar a la ficción del silencio administrativo negativo que luego permitirá la impugnación en la vía judicial del acto presunto, pero no a la prescripción.”

En el mismo sentido, el autor Francisco García Gómez De Mercado¹⁷, sostiene:

“(…) una vez impuesta la sanción, aunque no sea firme, ni tan siquiera definitiva en vía administrativa, deja de tener sentido la prescripción de la infracción. La infracción ya está sancionada. Puede, entonces, pensarse en la prescripción de la sanción, pero, como luego veremos, las sanciones no prescriben hasta el agotamiento de la vía administrativa.”

De ello, se concluye que cuando el administrado interpone alguno de los recursos

¹⁵ TUO de la Ley N° 27444

“Artículo 252. Prescripción

(...)

252.3 La autoridad declara de oficio la prescripción y da por concluido el procedimiento cuando advierta que se ha cumplido el plazo para determinar la existencia de infracciones. Asimismo, los administrados pueden plantear la prescripción por vía de defensa y la autoridad debe resolverla sin más trámite que la constatación de los plazos”.

¹⁶ ZEGARRA VALDAVIA, Diego. Revista de Derecho Administrativo N° 9. Año 5, p. 213.

¹⁷ GARCIA GÓMEZ DE MERCADO, Francisco. Sanciones Administrativa Garantías, derechos y recursos del presunto responsable. Granada, 2002, p. 212.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

impugnatorios, el cómputo del plazo de la prescripción no deberá ser trasladado a la vía recursal, debido a que la prescripción es una institución que afecta la potestad sancionadora ante la inactividad de la Administración y, durante la tramitación de los procedimientos impugnativos, la autoridad administrativa no se encuentra en capacidad de ejercer dicha facultad sancionadora, sino únicamente puede revisar los actos previos de la propia Administración.

Ahora bien, precisado lo anterior y considerando lo señalado por la recurrente respecto a la prescripción de la potestad sancionadora de la primera instancia para determinar la responsabilidad administrativa, a continuación, se procederá con la evaluación correspondiente a efectos de determinar si, efectivamente, se ha producido la prescripción alegada por CNPC previamente a emitirse y notificarse la resolución de sanción.

En el presente caso, el incumplimiento de las obligaciones previstas en el artículo 203 del del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, y en los artículos 56 y 79 del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM fueron de conocimiento de Osinergmin en el mes de diciembre de 2015, en virtud de la evaluación de la información que presentó la recurrente mediante 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), a través del cual informó sobre diversos incidentes y/o derrames de fluido de producción por las líneas de flujo y por oleoductos en distintos lugares del Lote X, ocurridos en el mes de noviembre de 2015. La evaluación de la información remitida por CNPC consta en el Informe de Instrucción N° DSHL-850-2017 que le fue notificado el 3 de noviembre de 2017 con el Oficio N° 2654-2017-OS-DSHL/JEE.

En tal sentido, se evidencia que, a la fecha de la notificación de la resolución de sanción, efectuada el 11 de octubre de 2018, mediante la cual se determinó la responsabilidad administrativa de la recurrente por las referidas infracciones, no había transcurrido el plazo de cuatro (4) años previsto para la prescripción. En efecto, la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL fue emitida el 5 de octubre de 2018 y notificada el 11 de octubre de 2018.

En consecuencia, la primera instancia ejerció oportuna y legítimamente su potestad sancionadora determinado la responsabilidad administrativa de CNPC e imponiendo la sanción correspondiente, mediante la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 1052-2018-OS-DSHL.

Por lo tanto, se desestima lo alegado por la recurrente en este extremo.

Sobre la comisión de la infracción N° 2

Sobre las líneas de flujo

6. En cuanto a lo indicado en los literales b) al f) del numeral 2 de la presente resolución, cabe señalar que el numeral 6.1 del artículo 6° de la Ley N° 27444 dispone que la motivación de los actos administrativos debe responder a aquellos hechos que se encuentren debidamente probados en función a los medios probatorios obrantes en el expediente administrativo y comprende la exposición de las razones jurídicas y normativas que, con referencia directa a

los anteriores, justifican el acto adoptado¹⁸.

De acuerdo con el literal c) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería¹⁹, en concordancia con el artículo 1° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Osinergmin es competente para supervisar y fiscalizar, entre otros, que las actividades de hidrocarburos se desarrollen de acuerdo con los dispositivos legales y normas técnicas vigentes²⁰.

Sobre el particular, respecto del argumento de la recurrente en el sentido que los incumplimientos han sido determinados sobre la base de deducciones o incorrectas interpretaciones, cabe indicar que las definiciones aplicadas en el presente caso son aquellas contenidas en el Glosario de Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM; en ese sentido, las definiciones citadas en la resolución materia de apelación resultan plenamente aplicables.

En el presente caso, conforme se desprende de los actuados, los incidentes ocurridos en noviembre de 2015 están vinculados con las líneas de flujo en distintos lugares del Lote X de titularidad de CNPC, según indicó en el Formato N° 8 del reporte de incidentes que presentó, obrante en el soporte digital en el SIGED N° 201500168898.

Ahora bien, el artículo 3° del “Glosario y Siglas” del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM dispone que para los fines de dicha norma se aplicarán las definiciones y siglas contenidas en el citado artículo, las que reemplazan a las que se indican en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Sub Sector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM. Asimismo, se señala que, en caso de discrepancia con otras normas, primarán dichas definiciones y luego, las contenidas en otras normas especiales. Sobre el particular, en el artículo 3° mencionado Glosario no se contempla la definición del término “ducto”, por lo que resulta necesario recurrir a las definiciones contenidas en el Glosario aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM, norma que no

¹⁸ Ley N° 27444.

“Artículo 6.- Motivación del acto administrativo

6.1 La motivación deberá 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 los anteriores justifican el acto adoptado.
(...)”

¹⁹ Publicada en el diario oficial El Peruano el 31 de diciembre de 1996.

²⁰ Ley N° 26734.

“Artículo 5.- Funciones

Son funciones del OSINERGMIN:

c) Supervisar y fiscalizar que las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.”

Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.

“Artículo 1.- Competencia de OSINERGMIN

OSINERG tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGIA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general (...)

OSINERG ejercerá las atribuciones y funciones asignadas en el presente Reglamento, en concordancia y con estricta sujeción a las disposiciones establecidas en las normas legales referidas al SECTOR ENERGÍA (...)”

Precisando lo anterior, el artículo 3° de la Ley N° 29901, publicada con fecha 12 de julio de 2012, dispuso que las competencias del OSINERGMIN comprenden la supervisión y fiscalización, en el ámbito nacional, del cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de hidrocarburos.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

ha sido sustituida por alguna otra del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, encontrándose plenamente vigente.

Al respecto, de conformidad con el Glosario aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM²¹, ducto es el

“conjunto de tuberías, equipos e instalaciones destinados a transportar Hidrocarburos”.

Asimismo, resulta pertinente señalar que el mencionado Glosario²² 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 y todo tipo de operaciones de recuperación mínima y mejorada, hasta el punto de Fiscalización”.

Del mismo modo, el Decreto Supremo N° 032-2002-EM define el término “Instalación de Hidrocarburos” como:

“Planta, local, estructura, equipo o embarcación utilizados para buscar, producir, procesar, almacenar, transportar, distribuir y comercializar Hidrocarburos.”

En igual sentido, la definición descrita en el acápite 2.18 del artículo 2° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM²³, establece que ducto es un

“conjunto de tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión destinados al transporte de hidrocarburos.” (Subrayado agregado)

Por otro lado, cabe acotar que la definición descrita en el acápite 2.48 del artículo 2° del Reglamento²⁴ mencionado en el párrafo precedente, establece que el Sistema de Recolección e Inyección es el:

²¹ Decreto Supremo N° 032-2002-EM

“Definiciones

Ducto Principal

Conjunto de tuberías, equipos e instalaciones destinados a transportar Hidrocarburos, construido en cumplimiento de obligaciones contraídas por el Contratista en un contrato celebrado conforme al artículo 10 de la Ley y destinado a transportar Hidrocarburos producidos bajo dicho contrato.”

²² “EXPLOTACIÓN

Desarrollo y Producción

PRODUCCIÓN

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.”

²³ Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM

“Artículo 2.- Definiciones

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los términos o frases que aparecen a continuación con letra inicial mayúscula, se entenderá por:

2.18 Ducto: Conjunto de tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.”

²⁴ “Artículo 2.- Definiciones

“(…) 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”.

En el mismo sentido, el Glosario aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM y sus modificatorias establece que el Sistema de Recolección y Reinyección en la explotación de hidrocarburos es:

“(…) el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones usados por el Contratista para recolectar y transportar los Hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción o el punto de fiscalización; o para fines de reinyección a los yacimientos.”

Cabe mencionar que, el artículo 203° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM regula a los ductos de transporte y de recolección que han sido instalados sobre la superficie, indicando sobre ellos que deben ser colocados sobre soportes.

De las normas jurídicas citadas, se advierte que el término ducto se refiere a aquella tubería utilizada para transportar y recolectar hidrocarburos, existiendo en consecuencia, además de ductos de transporte, ductos de recolección.

Asimismo, en cuanto a las líneas de flujo, resulta de utilidad mencionar la definición contenida en el Shlumberger Oilfield Glossary en español²⁵, según el cual, la línea de flujo en pruebas de producción es:

“(…) la tubería de superficie que transporta petróleo, gas o agua y que conecta el cabezal del pozo con un múltiple o con instalaciones de producción, como calentadores-tratadores y separadores.”

Cabe indicar que, también se denomina línea de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo. Las líneas de flujo son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo en forma bifásica, desde los pozos hasta un punto de convergencia múltiple. Cada múltiple está conformado por secciones tubulares, cuya capacidad y tamaño dependen del número de secciones tubulares.

De las definiciones señaladas en párrafos precedentes, se puede colegir que las “líneas de flujo” son aquellas tuberías o ductos de diferentes diámetros utilizados para conducir y transportar fluidos de producción de cada pozo a los sistemas de recolección. En tal sentido, las líneas de flujo transportan los fluidos producidos (petróleo, gas y agua de producción) desde el pozo.

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.”

²⁵ Glosario del Yacimiento Petrolífero de Shlumberger disponible en el siguiente enlace web:
<https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/flowline.aspx>

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

En ese contexto, las “líneas de flujo” son aquellas tuberías o ductos que se encuentran ubicadas entre el pozo y la batería, que forma parte del sistema de recolección, entendido como el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones usado por los operadores para recolectar y transportar los hidrocarburos producidos hasta el punto de recepción o el punto de fiscalización.

Por consiguiente, las definiciones antes descritas, referidas a “líneas de flujo”, responden al concepto “ducto de recolección”, de conformidad con lo regulado por el artículo 203° del Decreto Supremo N° 043-2007-EM y las definiciones 2.18 y 2.48 del artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Asimismo, dado que las líneas de flujo son propiamente ductos de recolección, resulta oportuno señalar que lo indicado se encuentra desarrollado en el lineamiento - Criterio Resolutivo N° S2-5 aprobado por el TASTEM, aprobado en Sesión Plena del 29 de diciembre del 2020²⁶, en el que se señala lo siguiente:

“Las líneas de flujo son ductos que conforman el Sistema de Recolección y Transporte de Hidrocarburos y constituyen instalaciones de producción activas; por lo tanto, les resultan aplicables las obligaciones contenidas en el artículo 203° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM (...).”

Es pertinente indicar que, el numeral 2.19 del artículo 2° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM define como ducto para uso propio a aquel utilizado para transportar hidrocarburos de propiedad del titular del ducto, entre dos instalaciones de hidrocarburos sobre las cuales tenga la condición de operador²⁷.

Cabe señalar que, a través de las tuberías vinculadas al presente incumplimiento no se realiza la actividad de transporte de hidrocarburos, sino que son ductos de uso propio de CNPC. Al respecto, corresponde precisar que, para prestar el servicio de transporte de hidrocarburos por ductos se requiere contar con una concesión, la cual otorga el derecho de brindar el servicio de transporte de hidrocarburos por ductos a distintos usuarios, a través de un sistema de transporte²⁸, lo cual no ha ocurrido en el presente caso.

En efecto, las citadas “líneas de flujo” constituyen, como se ha detallado en este caso, ductos del sistema de recolección e inyección que transportan hidrocarburos de propiedad de CNPC. En ese sentido, dichas instalaciones son de uso propio y se utilizan para la actividad de producción de hidrocarburos.

²⁶ Documento publicado en el portal web de Osinergmin, disponible en el siguiente enlace web:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/stor/tastem/lineamientos-resolutivos

²⁷ Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM
“Artículo 2°.- Definiciones
2.19 Ducto para Uso Propio: Aquel utilizado para transportar Hidrocarburos de propiedad del titular del Ducto, entre dos Instalaciones de Hidrocarburos sobre las cuales tenga la condición de Operador.”

²⁸ “Artículo 4.- Obligación de contar con una Concesión para prestar Servicio de Transporte
Se requiere Concesión para la prestación del Servicio de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. La Concesión otorga al Concesionario el derecho y la obligación de transportar Hidrocarburos a través del Sistema de Transporte. La Concesión no otorga al Concesionario una exclusividad geográfica ni territorial, en consecuencia, se podrá otorgar otras Concesiones para la misma ruta de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Reglamento.”

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Asimismo, no es correcto lo alegado por la recurrente en el sentido que las líneas de flujo se encuentran fuera del alcance de aplicación del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. Ello, toda vez que en dicha norma no se contempla excepción alguna para las líneas de flujo en las operaciones de producción en los campos de petróleo.

Sin perjuicio de ello, cabe precisar que el Informe Técnico notificado a la recurrente mediante el Oficio N° 10684-2008-OS-GFHL-UEEL, con fecha 14 de noviembre de 2008 señaló que el Anexo 1: Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos de dicho Reglamento no era aplicable a las líneas de flujo en los puntos en que sean referenciados los Códigos ASME B31.4 y B.31.8, no indicando en modo alguno que el íntegro del Reglamento no fuera aplicable a las líneas de flujo, como alega CNPC.

Asimismo, el alcance de los reglamentos no está definido por lo dispuesto en las normas técnicas internacionales, sino por lo dispuesto expresamente en tales reglamentos que son publicados en el Diario Oficial El Peruano, como son aquellos aprobados por los Decretos Supremos Nos. 081-2007-EM, 032-2004-EM y 043-2007-EM, conforme con la Constitución Política del Perú. En consecuencia, aun en el caso que dichas normas técnicas no incluyan algún supuesto que sí se encuentre contemplado en el reglamento, ello no supondría un problema de tipicidad. Cabe indicar que, aun cuando en el Oficio N° 10684-2008-GFHL-UEEL²⁹ se señale que los Códigos ASME B31.4 y ASME B31.8 no se aplican a las líneas de flujo que van de los pozos a los separadores, lo mencionado no implica la exclusión de todos los ductos que no se encuentren dentro de los alcances de la norma técnica.

Debe tenerse presente que, el artículo 7° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM, señala que dichas normas técnicas (Códigos ASME B31.4 y ASME B31.8) serán aplicadas en lo que corresponda; es decir, su aplicación estará siempre vinculada y subordinada a las normativas propias del subsector de hidrocarburos, como ocurre en este caso con el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM y el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

De otro lado, con relación a la norma ASME B31.4, debe tenerse presente que el Comité B31 se pronunció en la "Interpretación 4-84" del documento *INTERPRETATIONS N°. 8 Replies to Technical Inquiries. June 12, 2002 Through October 6, 2008*, sobre la aplicabilidad de la norma ASME B31.4 a las líneas de flujo conforme con lo siguiente:

"Interpretación 4-84

Asunto: líneas de flujo de inyección

Fecha de emisión: 12 de febrero de 2008

Archivo: 07-1459

Pregunta (1): ¿Las líneas de flujo entre los pozos de inyección de campos petroleros y las instalaciones de inyección de campos petroleros están excluidas del alcance de ASME B31.4?

Respuesta (1): No.

²⁹ Al que se adjuntó el Informe Técnico sobre Adecuación al Nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Pregunta (2): ¿Las líneas de flujo entre los pozos de producción de petróleo y las instalaciones de separación de campos petroleros están excluidas del alcance de ASME B31.4?

*Respuesta (2): No.*³⁰(Traducción libre)

De acuerdo con lo indicado, la aclaración de la norma ASME B31.4 es concluyente: las líneas de flujo se encuentran dentro su alcance.

Es importante mencionar que, precisamente debido a que las líneas de flujo son ductos (tuberías) que transportan hidrocarburos y son parte del sistema de recolección, califican en el supuesto legal de ductos de transporte y recolección, siendo que participan en la actividad de producción en el Lote X de titularidad de CNPC.

En ese sentido, las líneas de flujo son ductos que transportan y recolectan hidrocarburos, lo cual, evidentemente, no implica una doble definición o criterio interpretativo confuso.

Se reitera que, el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM, define:

“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 y todo tipo de operaciones de recuperación mínima y mejorada, hasta el punto de Fiscalización.”

En ese sentido, las líneas de flujo son ductos que transportan y recolectan hidrocarburos y constituyen instalaciones de producción activas, pues la producción incluye la operación de pozos, equipos tuberías, entre otros, hasta el punto de fiscalización, los cuales son parte de las instalaciones para realizar la producción, evidentemente.

El numeral 400.1.1 de la norma ASME B31.4³¹ es concordante con lo expresado en el artículo 1° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que establece que todos los ductos deberán cumplir con las normas de seguridad establecidas en los Anexos 1 y 2 de dicho reglamento, pues el citado numeral 400.1.1 establece los requisitos para el diseño, materiales, construcción, montaje, inspección, prueba, operación y mantenimiento de tuberías que transportan líquidos entre instalaciones de producción, tanques, plantas de procesamiento de gas natural, refinería, bomba estaciones, plantas de amoniaco, terminales (marina, ferrocarril y camión), y otros puntos de entrega y recepción.

³⁰ ASME B31.4

“Interpretation: 4-84

Subject: Injection Flow Lines

Date Issued: February 12, 2008

File: 07-1459

Question (1): Are flow lines between oilfield injection wells and oilfield injection facilities excluded from the Scope of ASME B31.4?

Reply (1): No.

Question (2): Are flow lines between oil production wells and oilfield separation facilities excluded from the scope of ASME B31.4?

Reply (2): No.”

³¹ ASME B 31.4-2012 Pipeline transportation systems for liquids and slurries

400.1 Scope

400.1.1 This Code prescribes requirements for the design, materials, construction, assembly, inspection, testing, operation, and maintenance of piping transporting liquids between production facilities, tank farms, natural gas processing plants, refineries, pump stations, ammonia plants, terminals (marine, rail, and truck), and other delivery and receiving points.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

En atención a lo expuesto, se concluye que las líneas de flujo son ductos del sistema de recolección e inyección, y además instalaciones de producción; por lo tanto, el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM y el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM les resulta aplicable.

Debe señalarse que CNPC, como titular de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos del Lote X, está en capacidad técnica y administrativa para conocer e interpretar correctamente las leyes, normas y procedimientos. Asimismo, es responsable del cumplimiento de las obligaciones contenidas en la normativa vigente aplicable al subsector hidrocarburos para garantizar la seguridad de sus instalaciones. Por ello, correspondía a dicha empresa adoptar las medidas necesarias a fin de cumplir con sus obligaciones conforme lo establecen los Reglamentos aprobados por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, Decreto Supremo N° 081-2007-EM y Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

Por lo tanto, atendiendo a las consideraciones expuestas corresponde desestimar lo alegado en este extremo.

Sobre la comisión de la infracción N° 3

7. Respecto de lo señalado en los literales g), h) e i) del numeral 2 de la presente resolución, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley N° 27699, toda acción u omisión que implique incumplimiento a las leyes, reglamentos y demás normas bajo el ámbito de competencia del Osinergmin, constituye infracción sancionable³².

Debe indicarse que conforme el artículo 1° de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, Ley N° 27699, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa o de las disposiciones emitidas por Osinergmin es determinada en forma objetiva; en este sentido, resulta suficiente la constatación del incumplimiento normativo para atribuir responsabilidad administrativa.

En el presente caso, conforme se desprende del Oficio N° 2654-2017-OS-DSHL/JEE notificado el 3 de noviembre de 2017, al que se adjuntó el Informe de Instrucción N° DSHL-850-2017 del 25 de octubre de 2017, se inició el procedimiento administrativo sancionador contra CNPC imputándole, entre otras infracciones, no cumplir con aplicar sistemas de revestimiento externo a determinados oleoductos ubicados en el Lote X.

La infracción se acreditó sobre la base de los registros fotográficos adjuntos al escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016, en los cuales se observa que determinados oleoductos³³ no están provistos de un sistema de revestimiento externo que los proteja de la corrosión exterior.

Al respecto, la recurrente alega que las causas reportadas de los derrames se vinculan con corrosión interna, por lo que no se le puede aplicar el artículo 56° del Anexo 1 del Reglamento

³² Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

“Artículo 1°.- Facultad de Tipificación

Toda acción u omisión que implique incumplimientos a las leyes, reglamentos y demás normas bajo ámbito de competencia del OSINERG constituye infracción sancionable. (...)”.

³³ Conforme se detalla en el ítem 3 del cuadro contenido en el numeral 1 de la presente resolución.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM. Sobre ello corresponde señalar que no es materia del Incumplimiento N° 3 establecer las causas de los derrames ocurridos en los oleoductos, es decir, si fue por corrosión interna o externa, sino la observancia de la citada norma, la cual dispone lo siguiente:

“Se aplicará un sistema de revestimiento externo que 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”.

Cabe indicar que, el hecho imputado N° 3 comunicado al inicio del procedimiento administrativo sancionador fue el siguiente:

“No cumplir con aplicar un sistema de revestimiento externo a determinados oleoductos, ubicados en el Lote X”

Al respecto, se debe indicar que, lo estipulado en la norma imputada, es concordante con lo señalado en el código ASME B31.8³⁴, en la cual se prevé la obligación de recubrir externamente todas las instalaciones expuestas a la atmósfera, sumergidas o enterradas, sin excepción. La obligación de revestir externamente, establecida tanto por la norma legal como por la norma técnica, no está condicionada al tipo de ambiente o al tipo de corrosión que pueda existir. El sistema de revestimiento que debe aplicarse garantiza su efectividad durante la vida útil de las tuberías y se debe efectuar en todo tipo de instalaciones metálicas expuestas a la atmósfera, como es el caso materia de análisis.

Asimismo, cabe precisar que el código ASME B31.8 es de observancia obligatoria para las empresas supervisadas, conforme lo dispone el artículo 7° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM³⁵.

Por lo tanto, se advierte de la normativa vigente que la obligación cuya inobservancia es materia de imputación, no contempla excepciones para no aplicar el revestimiento externo a oleoductos. Sin embargo, se verificó del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo de 2016, presentado por CNPC, que los oleoductos observados y sus instalaciones metálicas no contaban con ningún tipo de revestimiento externo.

³⁴ El código ASME B31.8-2016 y ediciones precedentes, señala lo siguiente:

861.2 Aboveground Piping Atmospheric Protection

861.2.1 Coatings. Facilities exposed to the atmosphere shall be protected from external corrosion by a suitable coating or jacket.

Traducción:

861.2 Protección atmosférica para tuberías sobre el suelo

861.2.1 Recubrimientos. Las instalaciones expuestas a la atmósfera deben estar protegidas de la corrosión externa mediante un recubrimiento o camisa adecuada. (Traducción libre)

³⁵ Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM

Anexo 1

“Artículo 7°. -Aplicación de normas técnicas internacionales:

Son de aplicación, en lo que corresponda, las presentes Normas de Seguridad:

(...)

Para el Sistema de Integridad de Ductos se debe aplicar:

i) La norma ASME B31.8S: Managing System Integrity of Gas Pipelines para el Transporte de Gas Natural; y

ii) La norma API 1160: Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos.

(...)”

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

En cuanto al resultado del “Estudio de Corrosión Atmosférica”, presentado por CNPC, cabe indicar que este tiene el propósito de determinar la categoría de corrosividad de diferentes áreas del Lote X. Sin embargo, como ya se ha señalado, no es objeto del Incumplimiento N° 3 establecer las causas de la corrosión de los oleoductos del Lote X, sino la observancia de la obligación prevista en el artículo 56° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, la cual no ha previsto excepción alguna para su cumplimiento.

En tal sentido, el “Estudio de Corrosión Atmosférica” no exime a la recurrente de su obligación de aplicar revestimiento externo a los oleoductos observados.

Finalmente, en cuanto a la aplicación de los fundamentos señalados en el Informe Final de Instrucción N° 003-2018-INAB-1 del 7 de enero de 2018 (ratificados mediante Resolución N° 1061-2018-OS-DSHL - Expediente N° 201600150635) para el presente caso, corresponde precisar que dicho documento fue emitido con posterioridad al Informe Final de Instrucción N° 1358-2017-INAB-1 del 14 de diciembre de 2017. Asimismo, cabe indicar que la postura tomada por la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos como primera instancia administrativa, no resulta vinculante en la decisión que adoptará el TASTEM, como segunda y última instancia administrativa, para resolver los recursos de apelación presentados por los administrados respecto de las resoluciones dictadas en el marco de procedimientos administrativos sancionadores, tal como el presente caso.

En virtud de lo expuesto, el hecho imputado, los medios probatorios, la base legal contravenida, la tipificación de la infracción en el numeral 2.1.9.4 de la Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos aprobada por Resolución N° 271-2012-OS/CD sobre el incumplimiento de las normas de diseño, instalación, construcción, montaje, operación y procesamiento y la sanción (multa), subsumen a la infracción verificada a través del escrito de registro N° 201500168898 de fecha 30 de marzo del 2016.

Por lo tanto, corresponde desestimar el recurso de apelación en estos extremos.

Sobre la comisión de la infracción N° 4

8. En cuanto a los argumentos expuestos en los literales j) y k) del numeral 2 de la presente resolución, debe señalarse que la infracción N° 4 está referida a la inobservancia del artículo 79° del Anexo 1 del Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM que establece:

“(...) En caso 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 ese sentido, cabe precisar que no es materia del procedimiento analizar el tipo de falla (pit) que se produjo, sino determinar si la reparación realizada por CNPC, consistente en la instalación de una grapa constituye una reparación definitiva.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Sobre el particular, conforme se desprende del escrito de registro N° 201500168898 del 30 de marzo de 2016, la recurrente indicó lo siguiente:

“(…) Tipo de corrosión: El tramo fallado no ha sido reemplazado. Cuando se ejecute el reemplazo se analizará y determinará el tipo de corrosión. Se instaló grapa estándar”

Cabe señalar que el documento citado fue elaborado por CNPC con relación a los derrames menores ocurridos durante el mes de noviembre 2015 en diferentes puntos del Lote X.

Al respecto, según se advierte de lo indicado por la recurrente, el trabajo efectuado en el tramo antes mencionado tenía el carácter de una reparación temporal, toda vez que estaba pendiente de ejecutarse el reemplazo del tramo fallado, lo que se realizaría posteriormente.

Por lo expuesto, correspondía que la recurrente cumpliera con remitir la propuesta técnica de la reparación definitiva y su cronograma de ejecución dentro del plazo de treinta (30) días de ocurrido el derrame, lo que en el presente caso no ocurrió.

Por otra parte, en cuanto a la supuesta traducción errada de la norma ASME B.31.4 y lo referido en el Reporte de Supervisión N° RP-RS-102-2017, cabe indicar que el literal (f) del numeral 451.6.2.9 “Permanent Repairs” de la norma ASME B.31.4 señala lo siguiente:

“(…) Repairs may be made to both leaking and nonleaking defects by the installation of a mechanically applied clamp. (...)”

Ahora bien, la traducción referida por la recurrente es la siguiente:

“Pueden realizarse reparaciones a los defectos de fugas y no fugas mediante la instalación de una abrazadera aplicada mecánicamente”

De lo anterior, se puede observar que, la norma técnica establece que sí se podrá hacer reparaciones en los ductos mediante la instalación de grapas para el caso de “defectos”.

Sin embargo, se debe tener presente lo establecido en el artículo 14° del Anexo 2 del Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM que establece lo siguiente:

*“Artículo 14.- Consideraciones del Sistema de Integridad de Ductos
El Sistema de Integridad de Ductos considerará:
a) La existencia de condiciones como: daños o imperfecciones (corrosión, defectos de construcción o fabricación), que pueden producir fallas o incidentes externos; (...)”*

De la lectura de la norma citada, se observa que el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM, distingue la existencia de daños y la existencia de imperfecciones (defectos). Por lo tanto, no resulta de aplicación lo establecido en la norma ASME B.31.4 - 2012 al ser solamente aplicable para “defectos”, siendo que, al haber ocurrido derrames por corrosión debido a la falta de mantenimiento, estos corresponden al concepto de “daño”.

RESOLUCIÓN N° 115-2024-OS/TASTEM-S2

Finalmente, en cuanto a la mención del Informe Final del Procedimiento Administrativo Sancionador N° 1116-2014-OS-GFHL/UPPD (adjunto a la Resolución N° 1447-2014-OS/GFHL), cabe indicar que la postura tomada por la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (hoy División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos) como primera instancia administrativa, no resulta vinculante en la decisión que adoptará el TASTEM, como segunda y última instancia administrativa, para resolver los recursos de apelación presentados por los administrados respecto de las resoluciones dictadas en el marco de procedimientos administrativos sancionadores, tal como el presente caso.

Por lo tanto, corresponde desestimar lo argumentado por la recurrente en este extremo.

De conformidad con los numerales 16.1 y 16.3 del artículo 16° del Reglamento de los Órganos Resolutivos de OSINERGMIN, aprobado por Resolución N° 044-2018-OS/CD, y, toda vez que no obra en el expediente administrativo mandato judicial alguno al que este Tribunal deba dar cumplimiento,

SE RESUELVE:

Artículo 1°. - Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación interpuesto CNPC PERÚ S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 149-2024-OS-GSE/DSHL de fecha 27 de mayo de 2024 en todos sus extremos y, en consecuencia, **CONFIRMAR** la citada resolución por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°. - Declarar agotada la vía administrativa.

Con la intervención de los señores vocales: Héctor Adrián Chávarry Rojas, Sergio Enrique Cifuentes Castañeda y Luis Alberto León Vásquez.

«hchavarryr»

PRESIDENTE