

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

**SALA 2**

**RESOLUCIÓN N° 022-2020-OS/TASTEM-S2**

Lima, 27 de enero de 2020

**VISTO:**

El Expediente N° 201800087814 que contiene el recurso de apelación interpuesto por la empresa PLUSPETROL NORTE S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL del 6 de noviembre de 2019, mediante la cual se la sancionó por incumplir normas técnicas de seguridad del subsector hidrocarburos.

**CONSIDERANDO:**

1. Mediante Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL<sup>1</sup>, se sancionó a PLUSPETROL NORTE S.A., en adelante PLUSPETROL NORTE, con una multa total de 43.8 (cuarenta y tres con ocho décimas) UIT por incumplir el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM y el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM, según se detalla en el siguiente cuadro:

N°	INFRACCIÓN	TIPIFICACIÓN	SANCIÓN
1	Numeral 20.1 del artículo 20° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM en concordancia con los numerales 20.4 y 20.5 del artículo 20° del citado reglamento <sup>2</sup>	Numeral 4.10.1.1 <sup>3</sup>	7.74 UIT

<sup>1</sup> La Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL dispuso el archivo del procedimiento administrativo sancionador respecto de las infracciones Nos. 2, 3, 4, 5, 6 y 8.

<sup>2</sup> Decreto Supremo N° 043-2007-EM y modificatorias

“Artículo 20.- De los Estudios de Riesgos

20.1 Las empresas autorizadas están obligadas a contar con un Estudio de Riesgos que haya sido elaborado de acuerdo a la normativa vigente y que contemple la evaluación de los riesgos que involucren a toda su actividad. La información contenida en el estudio de Riesgos y la implementación de las medidas de mitigación será de responsabilidad exclusiva de la empresa autorizada.

(...)

20.4 El Estudio de Riesgos deberá analizar detalladamente todas las variables técnicas y naturales, que puedan afectar las instalaciones y su área de influencia, a fin de definir los métodos de control que eviten o minimicen situaciones de inseguridad, incluyendo el dimensionamiento de los sistemas y equipos contra incendios. Las medidas de mitigación establecidas en el Estudio de Riesgos serán de obligatorio cumplimiento.

20.5 La Empresa Autorizada está obligada a actualizar el estudio de riesgos cada vez que se presenten condiciones o circunstancias que varíen los riesgos evaluados inicialmente en el mismo. Los plazos y condiciones para la actualización referida serán contemplados en los lineamientos que OSINERGMIN establezca para tal fin.”

<sup>3</sup> Resolución N° 271-2012-OS/CD

Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos

4. Otros incumplimientos

4.10. Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos



	<p><b>No contar con el Estudio de Riesgo, tenerlo incompleto, desactualizado o no reformulado, no presentarlo o presentarlo fuera de plazo. (Unidad de Servicio de Pozos PP-101)</b></p> <p>Durante la visita de supervisión operativa a la Unidad PP-101 realizada el 28/05/2018 (Acta de Visita N° 0003861), la empresa PLUSPETROL NORTE no presentó un Estudio de Riesgo (ni Plan de Mitigación, Prevención, Monitoreo y Control) para el desarrollo de sus actividades de servicio de pozos y workover en el Lote 8, en el que se incluya específicamente la identificación de los peligros y la evaluación de los riesgos de operar la Unidad PP-101.</p> <p>Con Carta PPN-OPE-0116-2018 del 14/06/2018 (Anexo 1.11), PLUSPETROL NORTE, declara textualmente lo siguiente:</p> <p><i>“Al respecto, Pluspetrol Norte presentó en el 2014 el Estudio de Riesgo y Plan de Acción para implementar las acciones de mitigación de (194 acciones). Estas acciones fueron presentadas a Osinergmin sin evaluar la factibilidad de su ejecución en los distintos campos de acción en el Lote 8 por motivos internos de reorganización y optimización del organigrama en PPN.</i></p> <p><i>En el año 2017, tal como fue comunicado a vuestro despacho, Pluspetrol Norte, viene trabajando en la actualización de los compromisos establecidos en nuestro Estudio de Riesgo, para ello se establecieron tres etapas para la revisión de los alcances de las acciones de mitigación”.</i> (Sic)</p> <p>De lo registrado en el Acta de Visita N° 0003861 y de la revisión de la documentación remitida, así como lo declarado por la empresa supervisada en su Carta PPN-OPE-0116-2018, se concluye que la referida empresa no contaba al momento de la visita de supervisión operativa a la Unidad PP-101 realizada el 28/05/2018 con un Estudio de Riesgos para realizar actividades de servicio de pozo, ya que declara, incluso, estar más de un año actualizando un Estudio de Riesgo que aún no concluye.</p> <p>PLUSPETROL NORTE viene realizando actividades con la Unidad PP-101 sin Estudio de Riesgos, sin Planes de Mitigación concretos, medibles y supervisables de los riesgos potenciales que se pueden presentar durante las actividades de intervención de pozos (servicio de pozos y workover) en el Lote 8.</p>		
7	<p><b>Numeral 20.1 del artículo 20° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, en concordancia con los numerales 20.4 y 20.5 del artículo 20° del citado reglamento<sup>4</sup></b></p> <p><b>No contar con el Estudio de Riesgo ni Plan de Contingencia, tenerlo incompleto, desactualizado o no reformulado, no presentarlo o presentarlo fuera de plazo. (Equipo de Workover PP2)</b></p> <p>Durante la visita de supervisión operativa al Equipo PP2, realizada los días 5 y 6 junio 2018, se solicitó a PLUSPETROL NORTE el Estudio de Riesgos y el Plan de Contingencia para las operaciones con el Equipo PP2, tal como se registra en el Acta de Visita N° 0003863.</p> <p>Con Carta N° PPN-OPE-0123-2018 de fecha 21 de junio 2018 y Carta PPN-OPE-126-2018 de fecha 28 de junio 2018, PLUSPETROL NORTE presentó información complementaria relacionada solo con el Plan de Contingencia. De la revisión de esta información, se constató que se trataba de un plan de contingencia de la Sub-Contratista Alpha Energy Services, cuyo</p>	Numeral 4.10.1.1 <sup>5</sup>	10.69 UIT

4.10.1. No contar con instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos  
4.10.1.1. No contar con el Estudio de Riesgo, tenerlo incompleto, desactualizado o no reformulado, no presentarlo o presentarlo fuera de plazo.  
Base legal: artículo 20° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, entre otros.  
Multa: hasta 44,000 UIT

<sup>4</sup> Ver nota 2.

<sup>5</sup> Ver nota 3.

RESOLUCIÓN N° 022-2020-OS/TASTEM-S2



	<p>contenido no cumple con lo que exige el Procedimiento aprobado por Resolución N° 240-2010-OS/CD, ni con lo que exige el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.</p> <p>Respecto al Estudio de Riesgos para realizar operaciones de servicio de pozos con la Unidad PP2 (o Unidad 2), los representantes de PLUSPETROL NORTE indicaron que, desde el 2017, vienen actualizando el Estudio de Riesgos y que esperaban concluirlo en julio 2018.</p> <p>Se evidencia que PLUSPETROL NORTE está operando el Equipo PP2 sin contar con un Estudio de Riesgos que considere los Riesgos Potenciales no tolerables y planes de mitigación, prevención, monitoreo y control de aquellos riesgos que podrían presentarse en la operación de un servicio de pozos o de un workover.</p>		
9	<p><b>Artículo 85° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM<sup>6</sup></b></p> <p><b>No cumplir con mantener pintado y señalizado el tanque Desnatador 8M56S de la Batería 9 de forma que permita identificar el tipo de fluido que contiene (Batería 9, Pavayacu – Lote 8)</b></p> <p>En la visita de supervisión realizada el 31 de mayo 2018, se observó que el tanque Desnatador 8M56S de la batería 9 de Pavayacu no se encuentra adecuadamente pintado y señalizado de tal manera que se identifique el tipo de fluido que contiene.</p>	Numeral 2.25 <sup>7</sup>	19.62 UIT
10	<p><b>Artículos 217° y 235° del Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 032-2004-EM<sup>8</sup></b></p>	Numeral 2.12.9 <sup>9</sup>	3.31 UIT

<sup>6</sup> Decreto Supremo N° 052-93-EM

"Artículo 85.- Todos los tanques, de almacenamiento deben indicar claramente el líquido que contienen, ya sea literalmente o por medio de códigos. La identificación se pintará directamente sobre el tanque en un lugar que sea fácilmente visible desde el nivel del suelo, de acuerdo a las normas NFPA 49 y la numeración UN."

<sup>7</sup> Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD y modificatorias

Rubro 2. Técnicas y/o Seguridad

2.25 Incumplir las normas sobre letreros de seguridad y otros requeridos

Base legal: Arts. 69°, 85° y 106° del Reglamento aprobado D.S. N° 052-93-EM, entre otros.

Multa: Hasta 600 UIT.

Otras sanciones: STA

<sup>8</sup> 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.

(...)

Artículo 235.- Quemador de Gas Natural

La Batería de Producción, ubicada donde de acuerdo al artículo 244 de este Reglamento sea necesario quemar Gas Natural, debe tener un quemador con las siguientes características básicas:

a) Estar ubicado a una distancia no menor de cincuenta (50) metros de cualquier instalación en tierra, plataformas marítimas o lacustres.

b) Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.

c) Tener defensas que eviten que el viento apague las llamas.

d) Tener un sistema de encendido automático. (...)"

<sup>9</sup> Resolución N° 271-2012-OS/CD

Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos

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 otros.

Multa: Hasta 300 UIT

Otras Sanciones: STA



	<p><b>No contar con un sistema de encendido automático adecuado para el quemador de gas natural en la Batería 9 de Pavayacu– Lote 8.</b></p> <p>En la visita de supervisión realizada el 31 de mayo de 2018 a la Batería 9 de Pavayacu, se evidenció que el sistema automático del quemador de gas no es el adecuado para las condiciones de operación de producción en la Batería 9, ya que el encendido se realiza manualmente debido a que el sistema de encendido automático sólo funciona cuando la producción de gas es mayor a 150,000 SCFD; sin embargo, la producción de gas de la Batería 9 se encuentra actualmente por debajo de ese valor y, por lo tanto, el encendido automático no puede trabajar. La producción promedio de gas actual es de 106,500 SCFD.</p>		
11	<p><b>Artículo 227° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM<sup>10</sup></b></p> <p><b>La Batería 9 no cuenta con un sistema de medición que permita conocer el volumen total de líquidos de los pozos allí conectados. (Batería 9, Pavayacu – Lote 8)</b></p> <p>En la visita de supervisión realizada el 31 de mayo de 2018 a la Batería 9 de Pavayacu, se constató que el tanque separador N°1 Totales no cuenta con medidor de flujo, por lo que no permite conocer el volumen total de líquidos de los pozos allí conectados.</p>	Numeral 2.1.1 <sup>11</sup>	2.44 UIT
<b>MULTA TOTAL</b>			<b>43.8 UIT<sup>12</sup></b>

Como antecedentes, cabe señalar los siguientes:

- a) Del 25 mayo al 7 junio 2018, se realizaron tres (3) visitas de supervisión a las instalaciones del Lote 8 operado por PLUSPETROL NORTE, que comprendió la Unidad de Servicio de Pozos (SP) PP-101, el Equipo de Reacondicionamiento de Pozos (WO) PP-2 y Batería 9 – Pavayacu. Asimismo, se efectuó una visita de supervisión operativa al Equipo Workover PLUSPETROL PP2, ubicado en la Plataforma 60X-Yanayacu, que se encontraba a la espera de órdenes de la Superintendencia de Workover y Servicio de Pozos de PLUSPETROL NORTE para continuar con los trabajos de abandono permanente del Pozo 61XCD-Yanayacu.



Los resultados de las visitas constan en las Actas de Visita de Supervisión y/o Fiscalización Nos. 0003860, 0003861 y 0003863 y Anexos, que obran a fojas 8, 9, 18, 19 y 29 a 32 del expediente, las cuales fueron suscritas por los representantes de PLUSPETROL NORTE presentes durante las diligencias, quienes no consignaron observaciones.

<sup>10</sup> Decreto Supremo N° 032-2004-EM

“Artículo 227.- Sistema de separación

El sistema de separación de una Batería debe estar dotado de un sistema de medición que permita conocer tanto el volumen total como el individual de Gas Natural y Líquidos de los Pozos allí conectados.”

<sup>11</sup> 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.

2.1.1. En exploración y explotación.

Base legal: Arts. 34°, 38° numerales 2,3,4 y 7, 72°, 85°, 97°, 104°, 105°, 118°, 121°, 123°, 124°, 126°, 128°, 130°, 131°, 132°, 133°, 136°, 142°, 143°, 148°, 152°, 153°, 156°, 157°, 158°, 163°, 164°, 167°, 168°, 169°, 170°, 172°, 185°, 186°, 187°, 188°, 189°, 190°, 193°, 216°, 218°, 219°, 221°, 222°, 223°, 224°, 226°, 227°, 228°, 229°, 230°, 231°, 232°, 234°, 235°, 238°, 240°, 241°, 243°, 244°, 246°, 247°, 248°, 251°, 255°, 256°, 257°, 258°, 260°, 261°, 262°, 263°, 264°, 269°, 270°, 271°, 275°, 276°, 277°, 279°, 284°, 286°, 287° y 288° del Reglamento aprobado por D.S. N° 032-2004-EM, entre otros.

Multa: Hasta 42000 UIT

Otras sanciones: CIE, RIE, STA, SDA, PO.

<sup>12</sup> Para la determinación y graduación de la sanción se aplicó la Metodología aprobada por la Resolución de Gerencia General N° 352, en concordancia con la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD.

- 
- b) A través del Oficio N° 2953-2018-OS-DSHL/USEE notificado el 9 de noviembre de 2018, se comunicaron a PLUSPETROL NORTE los hechos constatados durante las visitas de supervisión efectuadas del 25 mayo al 7 junio 2018 en las instalaciones del Lote 8.
- c) Con escrito de registro N° 201800087814 del 29 de noviembre de 2018, PLUSPETROL NORTE dio respuesta al Oficio N° 2953-2018-OS-DSHL/USEE.
- d) Mediante Oficio N° 54-2019-OS-DSHL-USEE notificado el 25 de febrero de 2019, se comunicó a PLUSPETROL NORTE el inicio del procedimiento administrativo sancionador, adjuntando el Informe de Instrucción N° 108-2019-OS-DSHL-USEE y otorgándole el plazo de cinco (5) días hábiles para la presentación de sus descargos.
- e) Con escrito de registro N° 201800087814 presentado el 28 de febrero de 2019, PLUSPETROL NORTE solicitó una ampliación del plazo por diez (10) días hábiles para presentar sus descargos al Informe de Instrucción N° 108-2019-OS-DSHL-USEE. Por Oficio N° 999-2019-OS-DSHL-USEE notificado el 27 de marzo de 2019, se le concedió una prórroga de cinco (5) días hábiles.
- f) A través del escrito de registro N° 201800087814 del 3 de abril de 2019, PLUSPETROL NORTE presentó sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
- g) Mediante el Oficio N° 3431-2019-OS-DSHL-USEE notificado el 24 de setiembre de 2019, se remitió a PLUSPETROL NORTE el Informe Final de Instrucción N° 385-2019-OS-DSHL-USEE del 19 de setiembre de 2019, otorgándole el plazo de cinco (5) días hábiles para que presente sus descargos.
- 
- h) Habiéndose vencido el plazo otorgado en el Oficio N° 3431-2019-OS-DSHL-USEE, PLUSPETROL NORTE no presentó descargos al Informe Final de Instrucción N° 385-2019-OS-DSHL-USEE.

### ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN

2. Mediante escrito de registro N° 201800087814 presentado el 28 de noviembre de 2019, PLUSPETROL NORTE interpuso recurso de apelación contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL del 6 de noviembre de 2019, en atención a los siguientes fundamentos:
- a) PLUSPETROL reitera los argumentos expuestos en sus descargos presentados mediante Carta N° PPN-LEG-18-154 el 5 de noviembre de 2018, indicando que estos deben ser considerados en la evaluación de su recurso de apelación, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 5.4 del artículo 5° del Texto Único de la Ley del Procedimiento Administrativo General aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, en adelante TUO de la Ley N° 27444.
- b) En cuanto a las infracciones Nos. 1 y 7, alega que no se han tomado en cuenta las evidencias que presentó sobre los instrumentos de gestión de seguridad, específicamente sobre el Estudio de Riesgos para las facilidades de producción del Lote 8. El Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM establece que el servicio de pozos consiste en los trabajos efectuados en el pozo para restituir su régimen de producción normal, sin variar el origen de la producción. Esta definición es una actividad que solo se realiza en los pozos ante circunstancias específicas en el marco de las actividades de explotación de hidrocarburos y, en

RESOLUCIÓN N° 022-2020-OS/TASTEM-S2

el Lote 8, como son las de *workover* y *pulling*, que se ejecutan con los equipos denominados PP2 y PP101, respectivamente.

Sin embargo, en este caso se le imputó el incumplimiento al Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, el cual, de acuerdo con la definición anterior, es aplicable a las operaciones e instalaciones de hidrocarburos de las empresas autorizadas y no a equipos empleados para la ejecución de las operaciones.

Para la ejecución de tareas y trabajos con los equipos PP2 y PP101, PLUSPETROL NORTE emplea documentos concretos para la identificación de peligros propios de la tarea y análisis de riesgos en el desarrollo de trabajos de servicio de pozos, los cuales adjunta como anexo a su recurso. Estas herramientas de gestión prevén los efectos y consecuencias de los trabajos específicos de servicio de pozos, considerando los procedimientos aplicables, medidas y controles a ejecutar ante los riesgos potenciales. Por tanto, no es cierto lo señalado en la resolución apelada, toda vez que PLUSPETROL NORTE sí contaba y cuenta con los instrumentos de gestión que cubren los aspectos de seguridad.

Además, a la fecha de visita de supervisión operativa realizada del 5 al 6 de junio de 2018, PLUSPETROL NORTE sí contaba con el estudio de riesgo para las facilidades de producción del Lote 8, el cual fue presentado ante Osinergmin mediante la Carta PPN-OPE-0116-2018. Sin perjuicio de ello, informó que dicho instrumento de gestión se encontraba en proceso de evaluación y actualización, lo cual resulta lógico por las características y dinamismo de las actividades de explotación de hidrocarburos.

Asimismo, también presentó el Plan de Contingencias del Lote 8, que cumple con las disposiciones y recomendaciones contempladas en el procedimiento aprobado por la Resolución N° 240-2010-OS-CD, en concordancia con las disposiciones contenidas en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 043-2007-EM. Adjunta como anexo copia de la Carta PPN-OPE-0123-2018, mediante la cual presentó el Plan de Contingencias vigente al momento de la supervisión operativa.

En tal sentido, de acuerdo con el Principio de Verdad Material previsto en el numeral 1.11 del Artículo IV del Título Preliminar del TUO de la Ley N° 27444, se debió revisar la documentación remitida y adoptar las medidas probatorias para verificar los hechos y determinar si correspondía calificarlos como infracción. Además, dicha inobservancia constituye un vicio que acarrea la nulidad, tal como lo dispone el artículo 10° del TUO de la Ley N° 27444.

- c) En cuanto a la infracción N° 9, alega que no se ha considerado en la resolución apelada la realización de los trabajos de pintado del tanque conforme con las normas NFPA 49, numeración UN, rombos y número de tanque, tal como se muestra en el registro fotográfico que adjuntó en su oportunidad, por lo que esta infracción debió ser archivada conforme lo dispone el artículo 15° del Reglamento de Supervisión de Osinergmin. Adjunta una vista fotográfica que consta en el medio magnético (disco compacto) que adjuntó a su escrito de descargos PPN-LEG-19-052, en el que se aprecia como fecha de creación del archivo el 21 de marzo de 2019. Como evidencia, adjunta nuevamente a su recurso de apelación el archivo que presentó anteriormente como "Anexo 7".

Además, adjunta la Orden de Trabajo N° OT19-0044, documento de gestión y control interno, según la cual PLUSPETROL NORTE alega que cumplió con el mantenimiento, pintado,



RESOLUCIÓN N° 022-2020-OS/TASTEM-S2

identificación y señalización del tanque 8M56S. Los trabajos se realizaron en enero de 2019, antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador, tal como lo explicó en sus descargos al inicio del presente procedimiento. Por tanto, PLUSPETROL NORTE sostiene que cumplió con lo dispuesto en el artículo 85° del Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 052-93-EM, por lo que debe disponerse el archivo de la presente imputación al haber quedado demostrada la subsanación.



- d) Sobre la infracción N° 10 afirma que, de acuerdo con lo señalado por la primera instancia, la imputación se constató durante la visita de supervisión del 31 de mayo de 2018; sin embargo, en el Acta de Supervisión se indicó: *"se evidencia que el flare tiene un sistema de encendido automático"*.

Por otro lado, indica que, en el numeral 12.8 de la resolución apelada, se señaló que dicha instalación no contaba con el sistema de encendido automático, tal como se desprende de la siguiente transcripción; *"(...) los quemadores de gas de las Baterías de Producción deben contar con un sistema de encendido automático, entendiéndose como requisito necesario para su correcto funcionamiento, dispositivo con el que no contaba la instalación supervisada"*.

PLUSPETROL NORTE sostiene que lo anterior demuestra que la imputación carece de claridad y atenta contra las garantías del debido procedimiento y el deber de motivación de los actos administrativos. Sin perjuicio de ello, reitera que ya cuenta con el sistema de encendido automático, lo cual se acredita con la orden de compra adjunta como Anexo 5 al presente recurso; hecho perfeccionado antes del inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, lo cual debe ser considerado al momento de resolver.



- e) Respecto a la infracción N° 11, alega que la primera instancia descartó los argumentos y las pruebas presentadas para solicitar la eximencia de responsabilidad por subsanación voluntaria antes del inicio del procedimiento basándose únicamente en el argumento de que las fotografías no muestran la ubicación exacta del medidor de flujo *Micro Motion*. Dicho razonamiento vulnera el Principio de Verdad Material y Presunción de Veracidad previsto en el TUO de la Ley N° 27444.

Sin perjuicio de ello, adjunta nuevamente: i) el registro fotográfico fechado y geo-referenciado con múltiples vistas que muestran la ubicación del medidor y la ii) la Orden de Trabajo N° 18-0725 para la interconexión de la línea de salida de crudo del separador 1 con la línea del flujómetro, que fue ejecutada en sinergia con el trabajo principal previsto en la locación, el cual fue denominado "Reubicar drenaje con Hidrocarburos de Laboratorio Batería 9". La orden de trabajo evidencia que se ejecutó en el 2018, antes del inicio del presente procedimiento, tal como lo explicó en los descargos presentados con la Carta PPN-LEG-19-052.

PLUSPETRO NORTE sostiene que la ausencia de pronunciamiento respecto de sus argumentos y de los documentos que presentó vulnera el deber de motivación previsto en el numeral 4 del artículo 3° y el artículo 6° del TUO de la Ley N° 27444, así como el Principio del Debido Procedimiento establecido en numerales 1.2 del Artículo IV del Título Preliminar y 2 del artículo 230° de la citada norma. En consecuencia, se evidencia la existencia de vicios de nulidad en la resolución apelada y en el Informe Final de Instrucción, por lo que se debe archivar el presente procedimiento.

3. A través del Memorandum N° DSHL-836-2019 recibido con fecha 18 de diciembre de 2019, la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos, en adelante la DSHL, remitió a la Sala 2 del Tastem el expediente materia de análisis.

#### ANÁLISIS DE LOS ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN

4. Con relación a lo alegado en los literales a) y b) del numeral 2 de la presente resolución, debe precisarse que, durante la visita de supervisión efectuada a las instalaciones del Lote 8 (Unidad PP-101) el 28 de mayo de 2018, se constató que PLUSPETROL NORTE no presentó un Estudio de Riesgo (ni Plan de Mitigación, Prevención, Monitoreo y Control) para el desarrollo de sus actividades de servicio de pozos y workover, en el que se incluya específicamente la identificación de los peligros y la evaluación de los riesgos de operar la Unidad PP-101, tal como quedó registrado en el Anexo I del Acta de Visita de Supervisión y/o Fiscalización N° 0003861 que obra de fojas 18 vuelta a 19 del expediente, suscrita por el Supervisor de Seguridad Industrial de PLUSPETROL NORTE, quien no consignó observaciones a su contenido.

Asimismo, durante la visita de supervisión realizada los días 5 y 6 de junio de 2018 a las instalaciones del Lote 8 (Equipo de Workover PP2), PLUSPETROL NORTE no entregó el Estudio de Riesgos y el Plan de Contingencia que incluya las operaciones con el Equipo PP2, tal como quedó registrado en el Anexo I del Acta de Visita de Supervisión y/o Fiscalización N° 0003863 que obra de fojas 8 vuelta a 9 del expediente, suscrita por su representante, quien no consignó observaciones a su contenido. En tal sentido, dichos documentos le fueron solicitados mediante la citada Acta.

De acuerdo con ello, se imputó a PLUSPETROL NORTE: i) no contar con un Estudio de Riesgos (ni Plan de Mitigación, Prevención, Monitoreo y Control) para realizar actividades de servicio de pozo, empleando la Unidad PP-101 (Infracción N° 1); y ii) no contar con un Estudio de Riesgos y el Plan de Contingencia que incluya las operaciones con el Equipo PP2 (infracción N° 7).

#### **4.1. Sobre la infracción N° 1: No contar con el Estudio de Riesgos, tenerlo incompleto, desactualizado o no reformulado, no presentarlo o presentarlo fuera de plazo - Unidad de Servicio de Pozos PP-101)**

Cabe señalar que, contrariamente a lo sostenido por la recurrente en su recurso de apelación, a través del escrito de descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador que presentó el 3 de abril de 2019 con la Carta PPN-LEG-19-052, argumentó que el servicio para la elaboración del Estudio de Riesgos de la Unidad de Servicio de Pozos PP-101 se encontraba en proceso de licitación.

Además, en el Anexo 1.11 – “Listado de medidas de prevención y medidas de mitigación” que adjuntó a la Carta PPN-OPE-0116-2018 presentada el 14 de junio de 2018, por PLUSPETROL NORTE señaló textualmente lo siguiente:

*“Al respecto, Pluspetrol Norte presentó en el 2014 el Estudio de Riesgo y Plan de Acción para implementar las acciones de mitigación de (194 acciones). Estas acciones fueron presentadas a Osinergmin sin evaluar la factibilidad de su ejecución en los distintos campos de acción en el Lote 8, por motivos internos de reorganización y optimización del organigrama en PPN.*

RESOLUCIÓN N° 022-2020-OS/TASTEM-S2

*En el año 2017, tal como fue comunicado a vuestro despacho, Pluspetrol Norte, viene trabajando en la actualización de los compromisos establecidos en nuestro Estudio de Riesgo, para ello se establecieron tres etapas para la revisión de los alcances de las acciones de mitigación". (Sic)*



En consecuencia, de lo consignado en el Acta de Supervisión y lo señalado por la propia recurrente, se advierte que no cuenta con los Estudios de Riesgos que incluyan la Unidad de Servicio de Pozos PP-101, encontrándose en proceso de actualización el estudio desde el año 2017. Por lo tanto, PLUSPETROL NORTE venía operando sin contar con dicho instrumento de gestión que considere los riesgos potenciales no tolerables y planes de mitigación, prevención, monitoreo y control de aquellos riesgos que podrían presentarse durante la operación de un servicio de pozos.

En cuanto a los documentos que emplea para la identificación de peligros propios de la tarea y análisis de riesgos para el desarrollo de trabajos de servicio de pozos (matrices en formato Excel), es importante señalar que las empresas autorizadas se encuentran obligadas a contar con un Estudio de Riesgos que contemple la evaluación de los riesgos que involucren su actividad, así como prever los efectos y las consecuencias de la instalación y su operación, indicando los procedimientos, medidas y controles que deberán aplicarse con el objeto de eliminar condiciones y actos inseguros que podrían suscitarse; por lo que contrariamente a lo manifestado por la recurrente, sí resulta exigible este instrumento de gestión para las operaciones que realiza en el servicio de Pozos PP1.



En efecto, conforme lo establece el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM<sup>13</sup>, en concordancia con la Resolución N° 240-2010-OS/CD<sup>14</sup>, un Estudio de Riesgos debe contener, entre otros aspectos, lo siguiente: i) Descripción completa del proceso, analizando de manera sistemática cada una de sus partes; ii) Determinación de los

<sup>13</sup> El Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM dispone que el Estudio de Riesgos deberá contener lo siguiente:

- a. Descripción completa del proceso, analizando de manera sistemática cada una de sus partes.
- b. Determinación de los probables escenarios de riesgo del establecimiento, incluyendo los riesgos por agentes externos.
- c. Tiempo y capacidad de respuesta del propio establecimiento.
- d. Tiempo, capacidad de respuesta y accesibilidad de apoyo externo como de las unidades del Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú.
- e. El tipo, cantidad y ubicación del equipamiento de detección, alarma y control de Emergencias.
- f. Clasificar el riesgo y evaluar los efectos a la vida, a la propiedad y al ambiente por ocurrencia de explosión de tanques, incendios, derrames y/o nubes de vapor (BLEVE, UCVE, Boilover, Slopover, Frothover), entre otros.
- g. Acciones de mitigación cuando la probabilidad de ocurrencia de un suceso es alta y hace de una actividad un peligro.
- h. Efectos climatológicos y de desastres naturales.
- i. Protección de tanques y estructuras de los efectos del fuego.
- j. Reserva y red de agua, así como sistemas fijos y manuales contra incendios.
- k. Dispositivos operativos de la instalación, para paradas automáticas, venteo controlado, manual o automático.
- l. Otros que determine el OSINERGMIN.

<sup>14</sup> Mediante la Resolución N° 240-2010-OS/CD se aprobó el Procedimiento de Evaluación de los Instrumentos de Gestión de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, en cuyo artículo 11° se describe el contenido que deben tener los Estudios de Riesgos, como el siguiente:

- A. Resumen Ejecutivo
- B. Introducción

Además de lo que la Empresa Autorizada considere pertinente, la misma deberá incluir en el presente punto su política en temas de seguridad, salud en el trabajo y medio ambiente.

- C. Objetivo del Proyecto o de las Instalaciones y del Estudio de Riesgos
- D. Integrantes del equipo que realiza el Estudio de Riesgos
- E. Descripción de la metodología utilizada
- F. Descripción del Proyecto o de las Instalaciones
- G. Evaluación de Riesgos
- H. Matriz de Riesgos
- I. Las Medidas de Mitigación

RESOLUCIÓN N° 022-2020-OS/TASTEM-S2

probables escenarios de riesgo del establecimiento, incluyendo los riesgos por agentes externos; iii) Tiempo y capacidad de respuesta del propio establecimiento; iv) Tiempo, capacidad de respuesta y accesibilidad de apoyo externo como de las unidades del Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú; v) El tipo, cantidad y ubicación del equipamiento de detección, alarma y control de Emergencias; vi) Clasificar el riesgo y evaluar los efectos a la vida, a la propiedad y al ambiente por ocurrencia de explosión de tanques, incendios, derrames y/o nubes de vapor (BLEVE, UCVE, Boilover, Slopover, Frothover), entre otros; vii) Efectos climatológicos y de desastres naturales; y, viii) Resumen Ejecutivo (Introducción, Objetivo del Proyecto o de las Instalaciones y del Estudio de Riesgos, Integrantes del equipo que realiza el Estudio de Riesgos, Descripción de la metodología utilizada, Descripción del Proyecto o de las Instalaciones)



Sin embargo, los documentos presentados por la recurrente, mediante archivos en formato Excel son de carácter interno para cada actividad que realiza, no se encuentran firmados por los profesionales responsables de su elaboración, ni contienen la información arriba citada, por lo que no constituyen un Estudio de Riesgos en los términos previstos por la normativa antes indicada.

Adicionalmente, es importante señalar que PLUSPETROL NORTE, en su condición de titular de las actividades que se desarrollan en el Lote 8, cuenta con capacidad técnica y administrativa para conocer e interpretar correctamente las leyes, normas y procedimientos vigentes aplicables del sub sector hidrocarburos; motivo por el cual resulta razonable que pueda determinar qué conductas, constituyen infracción que corresponde sancionar conforme con la normativa vigente.



De acuerdo con lo expuesto en los párrafos precedentes, se advierte que el pronunciamiento de la primera instancia fue debidamente emitido y sustentado objetivamente en los documentos recabados durante la supervisión y aquellos presentados por la recurrente, cumpliendo el marco normativo aplicable y respetando el Principio de Verdad Material, por lo que no se ha configurado causal alguna para declarar la nulidad de la resolución impugnada.

En ese sentido, corresponde desestimar este extremo del recurso de apelación.

**4.2. Infracción N° 7: No contar con el Estudio de Riesgo ni Plan de Contingencia, tenerlo incompleto, desactualizado o no reformulado, no presentarlo o presentarlo fuera de plazo. (Equipo de Workover PP2)**

En cuanto a la omisión de contar con Estudio de Riesgos que incluya el equipo workover PP2 se reitera lo indicado en el numeral 4.1 de la presente resolución, concluyéndose también en este extremo que, de acuerdo con lo constatado en el Acta de Supervisión y lo señalado por la propia recurrente, se desprende que ésta no cuenta con el Estudio de Riesgos que incluya el equipo workover PP-2, encontrándose en proceso de actualización el estudio desde el año 2017. Por lo tanto, se confirma la responsabilidad de PLUSPETROL NORTE en este extremo de la imputación.

Con relación a la omisión de contar con Plan de Contingencias para el equipo workover PP2, se debe precisar que, en el Oficio N° 54-2019-OS-DSHL-USEE mediante el cual se comunicó el inicio del presente procedimiento administrativo sancionador a PLUSPETROL NORTE, no se señaló expresamente cuál era la norma infringida ni qué aspectos de ésta habría vulnerado la recurrente relacionadas con la exigencia de contar con el citado Plan de Contingencias, lo cual constituyó una afectación al debido procedimiento y al ejercicio de su derecho de defensa.

Adicionalmente, se verifica a fojas 10 y vuelta y 17 y vuelta del expediente, que mediante las Cartas PPN-OPE-0123-2018 y PPN-OPE-126-2018 presentadas el 25 y 28 de junio 2018, respectivamente, PLUSPETROL NORTE remitió su Plan de Contingencias para el Lote 8; no obstante, de la revisión del Informe Final de Instrucción N° 385-2019-OS-DSHL-USEE y de la resolución apelada, se advierte que la DSHL omitió pronunciarse respecto al contenido de este documento.



En ese sentido, se advierte que la determinación de la infracción N° 7, referida al Plan de Contingencias para el equipo workover PP2, no se encuentra debidamente sustentada, lo cual vulnera el Principio de Debido Procedimiento<sup>15</sup> y constituye un vicio de nulidad conforme a lo previsto en el numeral 1 del artículo 10° del TUO de la Ley N° 27444<sup>16</sup>.

Por lo tanto, corresponde declarar fundado el recurso de apelación en el extremo referido a la determinación de responsabilidad por la infracción N° 7 en lo vinculado al Plan de Contingencias para el equipo workover PP2 y, en consecuencia, la nulidad de la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL, disponiéndose su archivo en dicho aspecto.

Ahora bien, cabe precisar que la infracción N° 7 involucra también la omisión de contar con un Estudio de Riesgos que incluya el equipo workover PP2, la cual, conforme con lo expuesto en el primer párrafo del numeral 4.2 de la presente resolución, ha quedado debidamente acreditada; por lo tanto, subsiste la citada infracción respecto a este extremo.

Asimismo, cabe señalar que, para la determinación de la sanción por la infracción N° 7, se advierte que la DSHL únicamente consideró los costos evitados vinculados con la omisión de contar con el Estudio de Riesgos para el equipo workover PP2, tal como se indicó en el numeral 13.6 de la resolución apelada. En tal sentido, la sanción impuesta para esta infracción no incluyó aquellos aspectos vinculados con el Plan de Contingencias, cuya nulidad se ha determinado en el párrafo anterior.



En consecuencia, corresponde mantener la sanción impuesta en este extremo al no encontrarse afecta a la nulidad determinada en los párrafos precedentes.

5. Sobre lo manifestado en los literales a) y c) del numeral 2 de la presente resolución, se debe indicar que el numeral 15.1 del artículo 15° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin aprobado por Resolución N° 040-2017-OS/CD, en adelante el RSFS, dispone que la subsanación voluntaria de la infracción solo constituye un eximente de responsabilidad cuando se verifique que los incumplimientos

<sup>15</sup> TUO de la Ley N° 27444

"Artículo IV. Principios del procedimiento administrativo

1. El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:

1.2. Principio del debido procedimiento.- Los administrados gozan de los derechos y garantías implícitos al debido procedimiento administrativo. Tales derechos y garantías comprenden, de modo enunciativo mas no limitativo, los derechos a ser notificados; a acceder al expediente; a refutar los cargos imputados; a exponer argumentos y a presentar alegatos complementarios; a ofrecer y a producir pruebas; a solicitar el uso de la palabra, cuando corresponda; a obtener una decisión motivada, fundada en derecho, emitida por autoridad competente, y en un plazo razonable; y, a impugnar las decisiones que los afecten.

La institución del debido procedimiento administrativo se rige por los principios del Derecho Administrativo. La regulación propia del Derecho Procesal es aplicable solo en cuanto sea compatible con el régimen administrativo."

<sup>16</sup> "Artículo 10°. - Causales de nulidad. - Son vicios del acto administrativo, que causan su nulidad de pleno derecho, los siguientes: (...)

1. La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias. (...)"

detectados fueron subsanados antes del inicio del procedimiento sancionador<sup>17</sup>. (Subrayado nuestro)

En el presente caso, de la revisión del escrito de descargos presentado el 3 de abril de 2019 (Carta PPN-LEG-19-052), no se aprecia que la recurrente haya adjuntado el Anexo 7 que menciona, el cual, según alega, le permitiría acreditar la subsanación de la infracción con anterioridad al inicio del procedimiento administrativo sancionador ocurrido el 25 de febrero de 2019. Asimismo, la Orden de Trabajo N° OT19-0044, que adjunta como Anexo 3 a su recurso de apelación, no demuestra que el pintado y señalizado del Tanque Desnatador 8M56S se efectuó antes del inicio del presente procedimiento, sino únicamente la solicitud de dicha actividad y su programación de inicio y término, toda vez que no fue acompañada de alguna vista fotográfica fechada que evidencie el estado del tanque al culminar la actividad. Por lo tanto, se deben desestimar estos extremos del recurso de apelación.

De otro lado, cabe precisar que, adjunto a su recurso de apelación, la recurrente ha presentado un medio magnético (disco compacto) que contiene, como Anexo 3, una vista fotográfica sin fecha del Tanque Desnatador 8M56S pintado y señalizado, tal como lo exige el artículo 85° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM. Sin embargo, según se advierte de las propiedades del archivo correspondiente al registro fotográfico antes mencionado, éste consigna como fecha de creación el 21 de marzo de 2019. En tal sentido, de conformidad con el Principio de Presunción de Licitud<sup>18</sup>, corresponde considerar que, a dicha fecha, la recurrente efectuó la subsanación de la infracción.

De acuerdo con ello, si bien al 21 de marzo de 2019 PLUSPETROL NORTE había efectuado el pintado y señalizado del Tanque Desnatador 8M56S, tal como lo exige el artículo 85° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM, ello ocurrió con posterioridad al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, por lo que no procede la aplicación del eximente de responsabilidad previsto en el numeral 15.1 del artículo 15° del RSFS. No obstante, de acuerdo con lo establecido en el inciso g.2) del literal g) del numeral 25.1 del artículo 25° del RSFS, constituye un atenuante de responsabilidad la subsanación voluntaria de la infracción con posterioridad al inicio del procedimiento administrativo sancionador, como ocurrió en este caso; por lo que, tal como ha sido resuelto en casos anteriores<sup>19</sup>, corresponderá aplicar el factor atenuante de -10% sobre la sanción.

En tal sentido, considerando el atenuante antes citado, la sanción impuesta por la infracción N° 9 que inicialmente fue de 19.62 (diecinueve con sesenta y dos centésimas) UIT queda establecida en 17.65 (diecisiete con sesenta y cinco centésimas) UIT.

<sup>17</sup> Resolución N° 040-2017-OS/CD

Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin

"Artículo 15.- Subsanación Voluntaria de la infracción

15.1. La subsanación voluntaria de la infracción solo constituye un eximente de responsabilidad cuando se verifique que los incumplimientos detectados fueron subsanados antes del inicio del procedimiento sancionador. (...)".

<sup>18</sup> TUO de la Ley N° 27444

"Artículo 248.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

(...)

9. Presunción de licitud.- Las entidades deben presumir que los administrados han actuado apegados a sus deberes mientras no cuenten con evidencia en contrario. (...)".

<sup>19</sup> En los procedimientos administrativos sancionadores Expedientes Nos. 201800183587 y 20170018524, la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos al momento de determinar las sanciones impuestas aplicó el atenuante de responsabilidad previsto en el inciso g.2) del literal g) del numeral 25.1 del artículo 25° del RSFS considerando una reducción del -10% de la sanción impuesta.

6. Con relación a lo alegado en los literales a) y d) del numeral 2 de la presente resolución, cabe señalar que la infracción N° 10 está referida a la imputación por no contar con un sistema de encendido automático adecuado para el quemador de gas natural en la Batería 9 de Pavayacu-Lote 8.



Al respecto, los artículos 217° y 235° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, establecen lo siguiente:

*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.”*

*Artículo 235.- Quemador de Gas Natural*

*“La Batería de Producción, ubicada donde de acuerdo al artículo 244 de este Reglamento sea necesario quemar Gas Natural, debe tener un quemador con las siguientes características básicas:*

- a) Estar ubicado a una distancia no menor de cincuenta (50) metros de cualquier instalación en tierra, plataformas marítimas o lacustres.*
- b) Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.*
- c) Tener defensas que eviten que el viento apague las llamas.*
- d) Tener un sistema de encendido automático. (...)” (Subrayados agregados)*



En este caso, durante la visita de supervisión efectuada del 30 de mayo al 1 de junio de 2018 a las instalaciones del Lote 8 operado por PLUSPETROL NORTE, se constató, entre otros hechos, el siguiente: *“SE EVIDENCIA QUE EL FLARE TIENE UN SISTEMA DE ENCENDIDO AUTOMÁTICO, PERO EL OPERADOR DE BATERÍA LO REALIZA MANUALMENTE POR LA BAJA PRD DE GAS (106,500 SCFD)”*. (Sic)

Posteriormente, se realizó una supervisión en gabinete a fin de evaluar la información recabada durante la supervisión, que comprendió aquella proporcionada por la administrada, así como aquella que le fue requerida.

En virtud a la evaluación efectuada, se determinó que el sistema automático del quemador de gas no es el adecuado para las condiciones de operación de producción en la Batería 9, pues el encendido se realiza manualmente y el sistema de encendido automático sólo funciona cuando la producción de gas es mayor a 150,000 SCFD. Actualmente, la producción de gas de la Batería se encuentra por debajo de ese valor; por lo tanto, el encendido automático no puede trabajar. La producción promedio de gas actual es de 106,500 SCFD.

Cabe precisar que el hecho constatado antes descrito, en virtud de la labor de supervisión efectuada por Osinergmin, fue comunicado a PLUSPETROL NORTE a través del Oficio N° 2953-2018-OS-DSHL/USEE notificado el 9 de noviembre de 2018 y sustentado en la vista fotográfica que

se consignó a dicho documento. Es importante señalar que el citado Oficio incluyó el análisis efectuado, así como la base legal relacionada con la normativa del sub sector hidrocarburos que sustentó la observación detectada.



En tal sentido, de manera previa al inicio del procedimiento administrativo sancionador, la recurrente tenía conocimiento pleno de que, pese a que contaba con un encendido automático, este no podía operar dadas las condiciones en que se encontraba su producción, incumpliendo de esta manera los artículos 217° y 235° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM. Por lo tanto, el hecho de que en el numeral 12.8 de la resolución apelada se señalara que el quemador de gas natural de la Batería 9 no contaba con encendido automático adecuado es una conclusión correcta y motivada que no vulnera las garantías del debido procedimiento.

De otro lado, en cuanto a la Orden de Compra N° 61537 contenida en el medio magnético (disco compacto) como Anexo 5, que adjunta a su recurso de apelación, se debe indicar que este documento no acredita la instalación efectiva ni el funcionamiento adecuado del encendedor automático en el quemador de gas natural de la Batería 9, toda vez que una orden de compra es un documento por el cual se solicita un producto a un determinado proveedor y no constituye un comprobante de compra del producto (factura), por lo que no resulta pertinente su evaluación a efectos de desvirtuar la responsabilidad de PLUSPETROL NORTE respecto a la comisión de la infracción N° 10.



De acuerdo con lo expuesto en los párrafos precedentes, corresponde desestimar lo alegado en este extremo del recurso de apelación.

7. En cuanto a lo argumentado en los literales a) y e) del numeral 2 de la presente resolución, corresponde indicar que, efectivamente, en las vistas fotográficas que PLUSPETROL NORTE presentó como anexos a sus descargos al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, no se puede apreciar la ubicación exacta del medidor de flujo *Micro Motion* en la red de tuberías del separador a fin de determinar si había subsanado voluntariamente la infracción. Además, las fotografías tampoco estaban fechadas a fin de determinar la oportunidad en que se realizó la instalación del medidor de flujo.

Conforme a ello, la primera instancia concluyó que la recurrente no acreditó que contara con un sistema de medición que permita conocer de manera puntual el volumen total de líquidos de los pozos allí conectados; apreciación que es compartida por esta Sala por ser válida y correcta.

En tal sentido, al haberse acreditado de manera objetiva el incumplimiento al artículo 227° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM en la visita de supervisión del 31 de mayo de 2018, tal como consta en el Acta de Visita de Supervisión y/o Fiscalización N° 0003860, correspondía a la recurrente desvirtuar su contenido, lo cual no ocurrió.

Ahora bien, en cuanto a los medios probatorios remitidos por la administrada en su recurso de apelación, cabe mencionar lo siguiente:

- (i) Las vistas fotográficas tienen como fecha 19 de noviembre de 2019, es decir, son posteriores al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador (25 de febrero de 2019), por lo que no corresponde la aplicación del eximente previsto en el numeral 15.1 del artículo 15° del RSFS. Asimismo, tampoco resulta procedente considerar para esta infracción el atenuante

previsto en el inciso g.2) del literal g) del numeral 25.1 del artículo 25° del RSFS, toda vez que son posteriores al cálculo de la multa contenido en la resolución apelada.

- (ii) La Orden de Trabajo N° 18-0725 del 25 de octubre de 2018 consigna en la sección actividades: “Interconexión de línea de salida de crudo del separador 1 con línea de flujómetro – Av. 100%”. Sin embargo, este documento no acredita la efectiva instalación del sistema de medición que permita conocer el volumen total de líquidos de los pozos conectados en la Batería 9, ya que solo califica como la disposición de una tarea determinada, pero su contenido no demuestra que, efectivamente, esta se ejecutó. Además, no fue acompañada de otros medios probatorios, tales como vistas fotográficas que permitan acreditar dicha instalación y que esta se realizó con anterioridad al inicio del presente procedimiento. Por lo tanto, no se verifica la subsanación de la infracción N° 11 y, en consecuencia, no corresponde aplicar lo previsto en el numeral 15.2 del artículo 15° del RSFS.



Se debe agregar que PLUSPETROL NORTE, como titular de las actividades que se realizan en las instalaciones del Lote 8, tiene la responsabilidad de dar cumplimiento a las obligaciones contenidas en la normativa vigente aplicable al sub sector hidrocarburos. En atención a ello, correspondía a la recurrente adoptar las medidas necesarias a fin de cumplir con sus obligaciones, conforme lo establecido en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

De acuerdo a lo expuesto, se concluye, contrariamente a lo argumentado por la recurrente, que la DSHL evaluó los argumentos y medios probatorios que presentó, por lo que la resolución de sanción se encuentra debidamente motivada y fue emitida cumpliendo los requisitos de validez del acto administrativo, las garantías del debido procedimiento que le asisten a los administrados, así como los principios establecidos en el Título Preliminar y en el artículo 248° del TUO de la Ley N° 27444.



En tal sentido, corresponde desestimar este extremo del recurso de apelación.

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 **FUNDADO** el recurso de apelación interpuesto por PLUSPETROL NORTE S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL del 6 de noviembre de 2019, en el extremo referido a la determinación de responsabilidad por la comisión de la infracción N° 7 relacionado a no contar con el Plan de Contingencia para el equipo de workover PP2 y, en consecuencia, declarar la **NULIDAD** en tal extremo de la resolución, disponiéndose su **ARCHIVO** en tal extremo, de acuerdo con las consideraciones expuestas en el numeral 4.2 de la presente resolución.

**Artículo 2°.** - Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación interpuesto por la empresa PLUSPETROL NORTE S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 364-2019-OS-DSHL del 6 de noviembre de 2019 y **CONFIRMAR** dicha resolución en todos sus demás extremos.

**Artículo 3°.** - Determinar que la sanción impuesta por la infracción N° 9 que inicialmente fue de 19.62 (diecinueve con sesenta y dos centésimas) UIT queda establecida en 17.65 (diecisiete con sesenta y

cinco centésimas) UIT, de acuerdo con los considerandos expuestos en el numeral 5 de la presente resolución.



**Artículo 4°.** - Declarar agotada la vía administrativa.

**Con la intervención de los señores vocales: Héctor Adrián Chávarry Rojas, José Luis Harmes Bouroncle y Sergio Enrique Cifuentes Castañeda.**

  
**HÉCTOR ADRIÁN CHÁVARRY ROJAS**  
**PRESIDENTE**