

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

Lima, 13 de diciembre del 2018

VISTOS:

El expediente N° 201600073436, que contiene entre otros actuados, el Informe de Instrucción N° 1021-2017-INAB-1¹ de fecha 5 de octubre de 2018 y, el Informe Final de Instrucción N° 795-2018-OS-DSHL-USEE de fecha 14 de noviembre de 2018, referidos a los incumplimientos a la normativa vigente del subsector hidrocarburos, por parte de la empresa **PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A.** (en adelante, el Administrado), identificada con Registro Único de Contribuyentes (RUC) N° 20517553914.

CONSIDERANDO:

1. A través de la Plataforma Virtual de Osinergmin – PVO, con fechas 13 de mayo de 2016 y 14 de junio de 2017, el Administrado remitió a Osinergmin los Reportes Mensuales de Incidentes, Derrames de Petróleo, Combustibles Líquidos, Productos Químicos y otros menores a 1 barril; gas asociado en cantidades menores a 1000 pies cúbicos (Formatos N° 8), correspondientes a los meses de abril de 2016 y mayo de 2017.
2. Mediante Oficio N° 1777-2016-OS-GFHL/UPPD, notificado el 25 de mayo de 2016, se solicitó al Administrado, información sobre el derrame menor producido el 7 de abril de 2016.

A través de la carta S/N ingresada con escrito de registro N° 201600073436, de fecha 21 de junio de 2016, el Administrado brindó respuesta al requerimiento efectuado con Oficio N° 1777-2016-OS-GFHL/UPPD.

3. Asimismo, mediante Oficio N° 2640-2017-OS-DSHL, notificado el 3 de julio de 2017, se solicitó al Administrado información sobre los derrames menores producidos en mayo de 2017.

El Administrado atendió lo solicitado a través de la carta S/N ingresada con escrito de registro N° 201700094323 de fecha 25 de julio de 2017.

4. Conforme consta en el Informe de Instrucción N° 1021-2017-INAB-1 de fecha 05 de octubre de 2017, en la instrucción realizada al Administrado, se verificaron los incumplimientos que se detallan a continuación:

N°	Incumplimientos	Base Legal	Obligación Normativa
1	No haber evaluado el riesgo de derrame en el Sump Tank 1421 en la batería San Jacinto, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control. <u>El 7 de abril de 2016</u> , a las 03:15 horas	Numeral 20.4° del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos,	“Artículo 20.- De los Estudios de Riesgos (...) 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

¹ Informe de Instrucción que cuenta con la Esquela de Conformidad firmada por el Órgano Instructor del presente procedimiento administrativo sancionador

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

	<p>en la batería San Jacinto, mientras se realizaba el monitoreo de planta, se encuentra que el Sump Tank 1421 había rebosado fluido contaminado con hidrocarburos por fuertes precipitaciones pluviales de la zona.²</p> <p>La empresa fiscalizada, conociendo las condiciones climáticas de la zona no instaló ningún dispositivo o mecanismo que controle el alto nivel del Sump Tank 1421. Asimismo de acuerdo al documento remitido el 21 de Junio de 2016³, la empresa manifiesta que no asignó personal en forma permanente para controlar el nivel del tanque sumidero 1421, (lo hacían de forma interdiaria), lo que pudo evitar que rebose, pues tal como manifiesta, sus operaciones se encontraban paralizadas desde el mes de febrero, razón por la cual se evidencia que no se habían tomado las medidas de mitigación, prevención ni control adecuadas en el tanque sumidero 1421 de la Batería San Jacinto, para evitar algún derrame.</p> <p>Conforme se aprecia de la tabla del Anexo I del Informe de Instrucción, los derrames en los Sump Tank resultan reiterativos por lo que era necesario que dichas eventualidades sean consideradas en el estudio de riesgos, las cuales como se ha verificado no se encuentran contempladas.</p>	<p>aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.</p>	<p>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.”</p>
<p>2</p>	<p>No mantener en buen estado tapón de ensamble (minimandrel) del pozo Shivyacu 06.</p> <p><u>El 20 de mayo del 2017</u>, a las 17:00 horas en el pozo Shivyacu 6 (pozo productor inactivo) dentro de las instalaciones del Lote 192, se produjo una fuga de fluido de producción a través del tapón de ensamble (minimandrel) de cabeza del pozo, por donde ingresaba el cable que alimenta la bomba electro sumergible (BES) del pozo mencionado⁴.</p> <p>De acuerdo con lo manifestado por la</p>	<p>Artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM.</p>	<p>“Artículo 217°.- Mantenimiento de las Instalaciones de Producción</p> <p>Las instalaciones de producción activas serán mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos (...).”</p>

² Conforme al Incidente N° 1 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 abril de 2016.

³ Información presentada a través de la carta S/N ingresada con escrito de registro N° 201600073436, de fecha 21 de junio de 2016, en respuesta al Oficio N° 1777-2016-OS-DSHL.

⁴ Conforme al Incidente N° 1 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 mayo de 2017.

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

	<p>empresa fiscalizada en el escrito de registro N° 201700094323, de fecha 25 de julio de 2017⁵ se indicó que <i>“El incidente se debió al incremento de presión en anular consecuencia del largo tiempo de cierre del campo, asociado al deterioro de la resina selladora del tapón instalado (de manera provisional hasta la intervención del pozo) en reemplazo del minimandrel. (...)”</i></p> <p>En ese sentido, se indica claramente que la resina selladora del tapón se encontraba deteriorada.</p> <p>Ello implica que dicho tapón no se encontraba debidamente mantenido, pues la propia empresa manifiesta el deterioro de la resina selladora.</p>		
3	<p>No haber evaluado el riesgo de derrame en el Sum Tank del Pozo Shiviyaçu 19, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.</p> <p>El 26 de mayo del 2017, aproximadamente a las 15:00 horas, en el pozo Shiviyaçu 19, personal de construcciones reporta rebose de fluido de producción por la tapa superior del Sump Tank del pozo.⁶</p> <p>La empresa fiscalizada, conociendo la frecuencia de derrames que se producen en los Sump Tank no instaló ningún dispositivo o mecanismo que controle el alto nivel del Sump Tank.</p> <p>De acuerdo con lo manifestado por la empresa fiscalizada en el escrito de registro N° 201700094323, de fecha 25 de julio de 2017⁷, se indicó como causa del derrame a que El Sump Tank de la locación del pozo 19 está interconectado con los drenajes de los pozos Shiviyaçu 1601, 1602 y 1603 y la sobrepresión ocasionada en el casing en uno de los pozos produjo la apertura de la válvula de alivio del mismo, dirigiendo el fluido al Sump Tank de la locación rebosando parte del mismo. Asimismo, como medidas correctivas para evitar que el derrame vuelva a ocurrir, se indicó el hecho de mejorar la frecuencia de</p>	<p>Numeral 20.4° del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.</p>	<p>“Artículo 20.- De los Estudios de Riesgos (...) 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.”</p>

⁵ Información presentada en respuesta al Oficio N° 2640-2017-OS-DSHL.

⁶ Conforme al Incidente N° 3 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 mayo de 2017.

⁷ Ídem 5.

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

<p>inspección de Sump Tank del pozo Shivyacu 19; todo lo cual demuestra que no se habían tomado las medidas de mitigación, prevención ni control adecuadas para evitar posibles derrames. Conforme se aprecia de la tabla que se adjunta como anexo 1, los derrames en los Sump Tank resultan reiterativos por lo que era necesario que dichas eventualidades sean consideradas en el estudio de riesgos, las cuales como se ha verificado no se encuentran contempladas.</p>		
---	--	--

5. Mediante Oficio N° 878-2018, notificado el 23 de marzo de 2018, se inició el procedimiento administrativo sancionador contra el Administrado, otorgándole el plazo de cinco (05) días hábiles para la presentación de sus descargos.
6. Mediante Carta s/n de recibida el 03 de abril de 2018, el Administrado solicitó ampliación de plazo por 15 días hábiles adicionales para presentar sus descargos al Informe de Instrucción N° 1021-2017-INAB-1.
7. Mediante Oficio N° 905-2018-OS-DSHL-EEHL, notificado el 9 de abril de 2018, Osinergmin otorgó por única vez, la prórroga de quince (15) días hábiles, solicitada.
8. Mediante escrito de registro N° 201600073436 de fecha 27 de abril de 2018, el Administrado, presentó sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
9. Mediante Oficio N° 3102-2018-OS-DSHL/USEE, notificado el 20 de noviembre de 2018, se trasladó al Administrado el Informe Final de Instrucción N° 795-2018-OS-DSHL-USEE de fecha 14 de noviembre de 2018 y, se le otorgó un plazo de cinco (05) días hábiles para la presentación de sus descargos.
10. Mediante escrito de registro N° 201600073436 de fecha 27 de noviembre de 2018, el Administrado, presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción N° 795-2018-OS-DSHL-USEE.

11. SUSTENTACIÓN DE LOS DESCARGOS

En su escrito de descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, el Administrado alegó lo siguiente:

11.1. Respecto al Incumplimiento N° 1: No haber evaluado el riesgo de derrame en el sump tank 1421, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.

Precisa que en el proceso de recepción del Lote 192 (ex Lote 1AB) no recibió el Estudio de Riesgos y Plan de Contingencia del Lote 192; sin embargo, consciente de su obligación legal, inició el proceso de revisión y actualización de ambos documentos.

El Estudio de Riesgos del Lote 192, actualizado por su parte, evalúa en forma específica los derrames en los tanques sumideros, de acuerdo al documento que adjunta: "APE-XV-2-B-Matriz de evaluación de riesgos de proceso - Instalación San Jacinto: Sistema 5. S-5 Sistema de

drenaje actividad 5.2. 5.2. Tanques sumideros de planta”; precisando con ello que, cumple con el numeral 20.4 del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

Señala que Osinergmin debe considerar el hecho que no contaba con personal en forma permanente para controlar el nivel del tanque sumidero 1421 y que, por ello, la actividad se realizaba en forma interdiaria, obedeciendo a una condición específica de la situación de Fuerza Mayor en la que se encontraba el Lote 192, al momento del evento.

Agrega que, con fecha 24 de febrero de 2016, luego del cierre del Oleoducto Norperuano, y ante la falta de capacidad de almacenamiento en el Lote 192, se obligó a suspender totalmente las actividades de producción en el lote, situación que llevó a que el Contrato de Servicios Temporal se declare en Fuerza Mayor, la que se mantuvo por más de 12 meses de forma ininterrumpida.

Añade que, durante dicho período, como es de público conocimiento, las comunidades realizaban continuamente bloqueo de las vías de acceso al interior del lote, no permitiendo el paso de unidades, ni de su personal, obligándolos a replegar al personal a la base Andoas, evitando así que, se dejara en riesgo a su personal de campo, aislado de su base y de las instalaciones de atenciones de emergencias; situación que fue presenciada por la Policía Nacional del Perú lo que se evidencia mediante Acta de Constatación.

En ese orden, concluye que no se pudo contar con un operador permanente en varias de sus instalaciones, por razones de seguridad física.

11.2. Respecto al Incumplimiento N° 2: No mantener en buen estado el tapón de ensamble (minimandrel) del pozo Shivyacu 6.

Que inició sus operaciones en el Lote 192 (Ex Lote 1AB), el día 30 de agosto de 2015, en virtud del Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, suscrito con Perupetro S.A., con una vigencia de dos (02) años. En esa misma fecha, recibió en derecho de uso, entre otros, el Pozo Shivyacu 6, el mismo que fue definido, ejecutado y mantenido por el anterior operador del ex Lote 1AB, hasta el instante inmediatamente anterior a la toma de operación por su parte.

Agrega que al recibir las instalaciones del lote de Perupetro S.A. en operación, entendía que éstas se encontraban aptas para operar, y que cumplían el artículo 217° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos; por lo que, al iniciar sus operaciones continuó con la ejecución del programa de mantenimiento que venía siendo ejecutado en el ex Lote 1AB, para luego efectuar la revisión y ajuste de dicho programa, de acuerdo con sus políticas.

Que, desde el 24 de febrero de 2016, luego del cierre del Oleoducto Norperuano, y ante la falta de capacidad de almacenamiento en el Lote 192, se obligó a suspender totalmente las actividades de producción en el lote, situación que llevó a que el Contrato de Servicios Temporal se declare en Fuerza Mayor, por más de 12 meses de forma ininterrumpida. Precisa que el evento en cuestión ocurrió el 20 de mayo de 2017, esto es, luego de más de 12 meses de inoperatividad del campo.

Indica que Osinergmin debe considerar que la causa del evento fue la sobrepresión en el casing, ocasionada por el largo período de cierre del pozo. El fenómeno se manifiesta cuando,

por un largo período de cierre, la formación se presuriza producto de la actividad del acuífero y, al mismo tiempo, la inactividad de los fluidos en formación, ahora estancos (no hay producción, por ende, los fluidos en la roca no se desplazan), se reacomodan por efecto de la diferencia de densidades, generando la segregación de los mismos (crudo, agua y gas). En consecuencia, la mayor presión del yacimiento propicia el ingreso de los fluidos al pozo los cuales se encuentran controlados por el peso de la columna hidrostática, la que ya no es suficiente dado el incremento progresivo de la presión. Ello aumentó el nivel de la columna, incrementándose la presión hidrostática, para así encontrar el nuevo equilibrio de presiones. Cuando el ingreso de fluidos es dominado por crudo y gas (producto de la segregación de los mismos en la formación), al pozo ingresan fluidos de menor densidad, y el gas en su ascenso se expande provocando una presión interior en el casing que supera las capacidades de los dispositivos (minimandrel) que no pueda soportar presiones por encima de los 700 psi.

De otro lado, solicita se considere los trabajos de reparación de minimandrel realizados en el pozo Shiviyaqu 6 con fecha 20 de marzo de 2016, luego del cierre del campo; precisando que, para prevenir fugas en el minimandrel, se efectuaron trabajos de instalación de epoxy y un tapón permanente, cortando los cables de la BES del pozo.

Señala que, en la figura, presentada como anexo a sus descargos, se muestra que el tapón cubre la totalidad del minimandrel, por lo que la epoxy que se aplicó no estaría expuesta a la radiación solar, y esperando que se prolongara los tiempos de vigencia de sus propiedades sellantes. Precisa que, por lo general, las propiedades de la epoxy tienen una vigencia de 2 años (adjuntan Ficha Técnica); de manera que, de acuerdo a las estadísticas y las experiencias el campo, en aquellos pozos donde se tiene una presencia de gas importante en los anulares, se prevé un remplazo interanual, mientras que en los otros pozos el remplazo es bianual, tal como lo establece el fabricante de la resina (siempre en la parte externa del minimandrel, que es donde se hace posible este remplazo).

Precisando que, no es correcto indicar que la falla es por falta de mantenimiento de la epoxy, ya que para mayo del 2017 (cuando ocurre el evento), la epoxy aún estaba vigente, y, en consecuencia, sus propiedades sellantes aún estaban presentes. Para ese tiempo de uso no se requiere remplazo del elemento, más aún cuando en esta condición particular, el elemento sellante está asistido por un tapón (para ayudar a soportar presiones más altas), y totalmente cubierto, sin verse afectado por la radiación ni las altas temperaturas.

Añade que, la falla de la resina selladura se debe, en primer lugar, a las condiciones de inoperatividad del campo al momento del evento, por las altas presiones que se producen en los pozos inactivos no abandonados; y, en segundo lugar, a un diseño inadecuado del minimandrel instalado por el anterior Operador.

Asimismo, precisa que la condición de fuerza mayor en la que se encontraba el campo impedía la intervención del pozo con equipo de pulling, para la corrección definitiva del minimandrel y colocación de epoxy en la parte interna inferior; por lo que, durante el período de suspensión de operaciones del lote, como acciones preventivas, se realizaba el mantenimiento programado convencional consistente en el desfogue continuo del anular a batería mientras el pozo está cerrado, y en el remplazo de la epóxica del minimandrel en la parte superior donde se tiene acceso, previo a su vencimiento, y con el soporte de un tapón especial instalado para que pueda soportar presiones extraordinarias no esperadas en el Casing del pozo, visto que no podía preverse tener el campo cerrado por más de un año.

Refiere que el día 29 de julio de 2017 iniciaron oficialmente las operaciones de pulling en el Pozo Shiv-06D con el Equipo PTX-08, culminándose el 03 de agosto de 2017, fecha que se dio el arranque del pozo. Como Sistema de Levantamiento Artificial se bajó un conjunto BES: Motor 563 HP / 2173 V / 157 A, Bomba J12000N de 44 etapas, ubicando el Intake a 4000 ft.

El Procedimiento de arranque se dio sin novedad con los siguientes parámetros: Frecuencia 5 HZ, DHA 98-94-89 AMP, prueba manométrica con Presión en Casing: 0 Psi y Presión en Tubería: 600 psi. Temperatura en Tubería: 140 °F. El pozo quedó trabajando a 45 HZ hasta estabilizar. A partir de la fecha de arranque, el pozo ha estado bajo monitoreo predictivo de lecturas eléctricas e integridad de pozo a través de pruebas, cuyo registro reportado detallan con un cuadro del Período 2017.

Agrega que el 18 de setiembre de 2017 se paró la producción de Huayurí, Shiviyaçu, Carmen, Forestal, Dorissa, Jibarito y San Jacinto a las 19:00 hrs, debido a problemas sociales. El 17 noviembre de 2017 se levantó el tema social con las CCNN y se abrió el campo. Durante el período de cierre no hubo manifestación, fuga o derrame de fluidos a través del minimandrel del pozo; presenta un cuadro del Período 2018.

Finalmente indica que a la fecha están por alcanzar 9 meses de instalación de la epoxy, no habiendo señales de fuga, lo que demuestra que no se requiere de mantenimientos previos a su fecha de vencimiento, y que la causa raíz no es el mantenimiento de la epoxy antes de su fecha de vencimiento, sino las presiones en el casing que se producen cuando el pozo está inactivo por un período prolongado de tiempo.

11.3. Respecto al Incumplimiento N° 3: No haber evaluado el riesgo de derrame en el sump tank del Pozo Shiviyaçu 19, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.

Precisa que el Estudio de Riesgos del lote actualizado, evalúa en forma específica los derrames en los tanques sumideros, lo que se evidencia en el documento "APE-XII-2-B-Matriz de evaluación de Riesgos de proceso - Instalación Shiviyaçu: Sistema 5. S-5 Sistema de drenaje Actividad 5.2.5.2. Tanques sumideros de Planta; reiterando que cumple con el numeral 20.4 del artículo 20 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 043-2007-EM.

De otro lado, solicita se considere que el sump tank de la locación del pozo Shiviyaçu 19 también está interconectada con los drenajes de los pozos Shiviyaçu 1601, 1602 y 1603. La sobrepresión ocasionada en el casing en uno de los pozos produjo la apertura de la válvula de alivio del mismo, dirigiendo el fluido al sump tank de la locación rebosando parte del mismo.

Así también, al igual que en los ítems anteriores, las sobrepresiones en el Casing son producto de los largos períodos de cierre del campo y de la re-presurización del yacimiento dado el mecanismo de acuífero activo que presentan. Ello ocasiona la presurización del Casing y por consiguiente ocurren esas sobrepresiones no esperadas. Precisa que, cierres de campo tan prolongados no son planificados, ni esperados, de manera que, cuando se dan estas re-presurizaciones automáticas, que se activan con las válvulas de alivio, el sistema se satura, o siendo una condición normal la presurización de los casings.

Agrega que, en este caso, la causa del evento no es la descalibración de la válvula, sino la sobre presión que abrió la válvula y desplazó una cantidad de fluido importante que no estaba planificada en un campo en operación. Al estar el campo cerrado por mucho tiempo las presurizaciones del yacimiento y los desplazamientos de fluidos son mucho más significativas;

la segregación de fluidos en el yacimiento cerrado produce ingreso de fluidos más livianos al anular y por ende las presiones de la columna son menores, lo que conlleva a tener un desequilibrio de presiones importantes y por ende un desplazamiento de fluidos mucho mayor.

Indica que el sistema no está diseñado para esta condición de presiones y cierres tan prolongados.

- 11.4.** El Administrado adjuntó a su escrito de descargos, copia de los siguientes documentos:
- Estudio de Riesgos - Matrices de Riesgos de Procesos Mayores – Lote 192 Instalación San Jacinto - APE-XV-2-B: Sistema 5. S-5 Sistema de Drenaje. Actividad 5.2. Tanques sumideros de Planta.
 - Acta de Constatación Policial de fecha 10 de marzo de 2016.
 - Reporte Schlumberger sobre instalación de Epoxi (incluye 3 registros fotográficos).
 - Ficha Técnica Epoxi.
 - Estudio de Riesgos - Matrices de Riesgos de Procesos – Lote 192 Instalación Shiviayacu –AP-XII-2-B-: Sistema 5. S-5 Sistema de Drenaje. Actividad 5.2. Tanques sumideros de Planta.

En su escrito de descargos al Informe Final de Instrucción, el Administrado señaló lo siguiente:

- 11.5.** Que con fecha 16 de mayo de 2017 cumplió con remitir la actualización del correspondiente Estudio de Riesgos, el mismo que fue realizado de acuerdo con la normativa vigente y, contempló la evaluación de los riesgos que involucran su actividad, dentro del Lote 192, así como las medidas de mitigación, prevención y control.

Resalta que el Estudio de Riesgos fue preparado por el señor Juan Shaw quien se encuentra debidamente inscrito en el Registro, que para esos fines tiene implementado Osinergmin.

Reitera que el 7 de abril de 2016 y 26 de mayo de 2017, el Lote 192 se encontraba paralizado, debido a la fuerza mayor invocada por el continuo bloqueo de algunas comunidades nativas, no permitiendo el paso de sus unidades o personal.

Así también, reitera que al encontrarse en causal de fuerza mayor, por razones de seguridad suspendió o restringió algunas funciones, hasta que las condiciones de normalidad regresaran al lote.

Señala que no le guarda responsabilidad administrativa, debido a la fractura del nexo causal por fuerza mayor, cuando sus instalaciones fueron tomadas por las comunidades nativas en los períodos en los cuales sucedieron los incidentes.

Que, desvirtúa lo señalado en el numeral 4.2 Análisis del Informe Final de Instrucción, pues si bien la responsabilidad administrativa es objetiva, corresponde a la autoridad administrativa acreditar el supuesto de hecho objeto de infracción y otorgar al administrado la posibilidad de eximirse de responsabilidad probando la ruptura del nexo causal, sea por caso fortuito, fuerza mayor o hecho determinante de tercero.

Al respecto cita la Resolución Directoral N° 2615-2018-OEFA/DFAI emitida por el OEFA, que señala: “Cabe indicar que el artículo 1315° del Código Civil, aplicable de forma supletoria al presente procedimiento administrativo al amparo de lo dispuesto por el Artículo VIII del Título

Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, regula los supuestos de caso fortuito y de fuerza mayor, entendiéndose como una misma figura:

“Artículo 1315.- Caso fortuito o fuerza mayor es la causa no imputable consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso”.

En ese orden, se solicita se verifique la fractura del nexo causal a fin que se le exima de responsabilidad administrativa a PSE.

11.6. Respecto a los Incumplimientos N° 1 y 2; señala que Osinergmin no motiva las razones por las cuales considera que las acciones de mitigación y control mencionados no son suficientes para hacer frente a las condiciones climáticas de la zona, contraviniendo el Principio de Motivación.

Reitera que el Estudio de Riesgos actualizado fue desarrollado de acuerdo con los lineamientos establecidos en el artículo 20 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM y fue ejecutado por un profesional autorizado por Osinergmin según la Resolución de Consejo Directivo N° 043-2007-EM; el cual sí contempla las condiciones climáticas como evento iniciador de alguna falla, como el caso de un derrame, en este caso el del Sump Tank 1421 de la instalación de la batería San Jacinto.

Precisa que su Estudio de Riesgos sí contempla los derrames de los Sump Tank como consecuencia de factores climáticos (eventos iniciadores por Agentes Externos – Natural) según se desarrolla en el Estudio de Riesgos (ver Tabla N° 27: Lista de verificación de peligros).

Asimismo, en el numeral 7.1 del Anexo “APE XV-4-Modelamiento Efectos Físicos” del Estudio de Riesgos, se indica lo siguiente: 7.1 Identificación de Peligros Mayores (...) Adicionalmente deben contarse las situaciones externas que pudieran afectar la integridad u operaciones en área como: intervenciones de terceros y condiciones climáticas severas.

Así también, el Estudio de Riesgos actualizado evalúa de forma específica los derrames en los tanques sumideros, lo que se evidencia del documento “APE-XII-2-B-Matriz de evaluación de riesgos de proceso – Instalación Shiviyaçu: Sistema 5.S-S Sistema de drenaje actividad 5.2 5.2 Tanques sumideros de Planta”.

Afirma que el Organismo Supervisor se equivoca al considerar que ha incumplido con aplicar las medidas de mitigación y control para este tipo de eventos, pues las mismas han sido aplicadas.

En el mismo sentido, señala que los Estudios de Riesgos representan la situación a la fecha de elaboración del mismo, situación que puede cambiar en caso se desarrollen nuevas ocurrencias o que la probabilidad de ocurrencia aumente.

Precisa que al ser nuevo operador del Lote 192, la data histórica con la que contaba era mínima, debido a que no recibió información del anterior operador, y tampoco existe una base de datos nacional donde se detalle tal situación, de derrames en sistemas Sump Tank; tanto así, que Osinergmin recibe el reporte de accidentes e incidentes de todas las operadoras de las diferentes actividades, no tiene una base de datos de esta data histórica la cual permitiría una mejor estimación de la probabilidad.

En ese orden, indica que, para la elaboración de la actualización de su Estudio de Riesgos, evaluó el riesgo, para este tipo de sistemas, tomándose como base la “matriz de riesgos” (probabilidad de ocurrencia y nivel de consecuencias) usadas en el Estudio de Riesgos

Presenta un cuadro, precisando que los múltiples eventos, ocurridos en todo el Lote 192, en relación con las lluvias intensas (evento iniciador), que desencadenan en un derrame sin incendio de producto por sobrellenado del Sump Tank, respecto a la probabilidad de ocurrencia, se habría incrementado a niveles de “El grupo sabe que ha ocurrido un evento similar”, es decir probabilidad “5: Alta”; pero la consecuencia se mantiene como Baja, porque la afectación es mínima.

Concluye que las medidas de mitigación y control son correctas debido a que el riesgo se mantiene en zona ALARP (zona amarilla) y, por tanto, no es exigible medidas adicionales o por lo menos no existe un dispositivo legal para el sector hidrocarburos, si se encuentra dentro de esta zona, en la cual se prefiere priorizar esfuerzos técnicos y económicos, cuando un escenario de riesgos está en la zona No Tolerable (zona roja).

11.7. En relación al cálculo de las multas, señala que debe ser eximido de responsabilidad administrativa.

Sin perjuicio de ello, precisa que las multas aplicadas contravienen el principio de proporcionalidad, pues carecen de mayor sustento, habiéndose considerado factores que no corresponden con la realidad, como consecuencia de lo cual, se ha incurrido en un exceso de punición.

Al respecto, cita el numeral 1.4 del artículo IV del Título Preliminar, como el artículo 246.3 del TUO de la LPAG establecen que las decisiones de la autoridad administrativa, cuando impongan sanciones o establezcan restricciones a los administrados, deben mantener la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

En esa línea, cita el numeral 64.10 del artículo 64 del TUO de la LPAG que establece, que todo administrado tiene el derecho a que las actuaciones de las entidades que les afecten sean llevadas a cabo en la forma menos gravosa posible, por lo cual se pretende evitar cualquier exceso en la punición.

Agrega que, la autoridad al momento de determinar la comisión de una infracción no tiene plena discrecionalidad para hacerlo, sino que debe evaluar la misma a la luz de criterios razonables y lógicos.

En ese orden, considera que el cálculo de la multa ha sido efectuado erróneamente; en tanto, se ha hecho sobre la base un supuesto ahorro del Administrado en el costo de personal, aun cuando a la fecha del incidente contaba con el personal necesario para desarrollar debidamente sus actividades.

12. ANÁLISIS

12.1. El presente procedimiento administrativo sancionador se inició al Administrado, por haber incumplido lo establecido en el numeral 20.4 del artículo 20 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM; en el artículo 217 del Reglamento de las Actividades de

Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

- 12.2.** El artículo 1° de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, Ley N° 27699; el artículo 89° del Reglamento General de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y, el artículo 23° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD (en adelante, Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin); establecen que la responsabilidad por el incumplimiento de las disposiciones legales, técnicas y las dictadas por Osinergmin es objetiva, en ese sentido, no corresponde valorar la intencionalidad del Agente de infringir las disposiciones legales vigentes, siendo únicamente necesario constatar el incumplimiento de las mismas para que se configure la infracción y se impute la responsabilidad administrativa.
- 12.3.** En cuanto al **Incumplimiento N° 1 señalado en el numeral 4 de la presente Resolución**, se concluye que, la infracción administrativa, referida a que el Administrado no evaluó el riesgo de derrame en el Sump Tank 1421 en la batería San Jacinto, ni consideró las medidas de mitigación, prevención, ni control; se encuentra debidamente acreditada, a partir del incidente ocurrido el 7 de abril de 2016 y, de lo señalado por el propio Administrado en su escrito de descargos.

En principio debe señalarse que por definición el Estudio de Riesgos⁸ es aquél que cubre aspectos de Seguridad en las Instalaciones de Hidrocarburos y en su área de influencia, con el propósito de determinar las condiciones existentes en el medio, 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.

Sobre el medio probatorio consistente en el documento "APE-XV-2-B-Matriz de evaluación de riesgos de proceso - Instalación San Jacinto: Sistema 5. S-5 Sistema de drenaje actividad 5.2. 5.2. Tanques sumideros de Planta", se debe señalar lo siguiente:

De la revisión del citado documento, se advierte que corresponde a la matriz de riesgos del Estudio de Riesgos del lote 192, actualizado por el Administrado; en el cual, se evalúa en forma específica los derrames en los tanques sumideros; no obstante, pese a que la matriz está referida al Sistema de Drenaje en la Instalación San Jacinto, no acredita fehacientemente que considere, en sus medidas de mitigación y control, acciones para hacer frente a las condiciones climáticas de la zona (precipitaciones pluviales), máxime si los derrames, en esta área, resultaban reiterativos.

Al respecto, se debe precisar que, todo estudio de Evaluación de Riesgos debe contener una matriz, que sirve para evaluar la importancia de cada uno de los riesgos, para priorizar las recomendaciones que se deriven del estudio. La matriz de riesgos estará determinada por la probabilidad de ocurrencia de un riesgo y por sus consecuencias. Así mismo, para cada uno de los riesgos, se deberá estimar la probabilidad de ocurrencia (eventos/unidad de tiempo) y las consecuencias (consecuencia/evento).

⁸ Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM

Artículo 3.- Glosario y Siglas

Para los fines del presente Reglamento se aplicarán las definiciones y siglas del presente 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.

Es importante que el Administrado comprenda que la estimación de la probabilidad debe ser realizada en función de registros históricos, estudios o modelamientos para riesgos similares de otros proyectos.

En este sentido, el Administrado no ha cumplido con completar las etapas de un Estudio de Riesgos, respecto al derrame por rebose de los Tanques Sump Tank, tales como: la clasificación del riesgo; así como, sustentar, mediante la frecuencia y/o reincidencia, la ocurrencia de estos derrames. La frecuencia de los derrames determina que no ha evaluado el riesgo de derrame en el sump tank 1421 en la Batería San Jacinto, ni considerado las medidas de prevención, mitigación y control.

En relación a que al Administrado le aplica el eximente de responsabilidad por fuerza mayor, debe señalarse que:

Conforme al artículo 255 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS (en adelante, TUO de la Ley N° 27444), constituye condición eximente de responsabilidad por infracciones: a) El caso fortuito o **la fuerza mayor debidamente comprobada** (...).

Sobre el particular, debe señalarse que, el 30 de agosto de 2015 entró en vigencia el Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 192, celebrado entre PERUPETRO S.A. y el Administrado; por tanto, a partir de esa fecha en su calidad de contratista debía cumplir con la obligación de contar con un Estudio de Riesgos, conforme a lo previsto en el numeral 20.4 del artículo 20 del Decreto Supremo N° 043-2007-EM; sin embargo, a partir de la ocurrencia del incidente del 7 de abril de 2016, se constató que si bien contaba con el citado Estudio, éste no evaluaba el riesgo, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control, imputándose el incumplimiento materia de análisis.

Cabe precisar que a esta obligación técnica y de seguridad no le resulta aplicable la fuerza mayor⁹, por cuanto **es un documento previo**, con el cual el Administrado debe contar para el desarrollo de sus actividades (iniciadas en el año 2015), elaborado en base al análisis detallado de 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, lo cual no ocurrió en el presente caso.

Debe indicarse que el hecho que, el 7 de abril de 2016 y 26 de mayo de 2017, el Lote 192 se encontraba paralizado debido a la fuerza mayor invocada, por el continuo bloqueo de algunas comunidades nativas, no permitiendo el paso de sus unidades o personal, no lo exime de responsabilidad; toda vez que, conforme se ha señalado, el incumplimiento se configura al advertirse que en su Estudio de Riesgos, pese a que la matriz está referida al Sistema de Drenaje en la Instalación San Jacinto, no se consideraron en sus medidas de mitigación y control, acciones para hacer frente a las condiciones climáticas de la zona.

Respecto a que su Estudio de Riesgos fue elaborado por una persona debidamente inscrita en el Registro de Osinergmin, debe precisarse que, ello, no es un aspecto determinante para que se dé por cumplido lo establecido en el artículo 20 del Reglamento aprobado por

⁹ Código Civil

Artículo 1315.- Caso fortuito o fuerza mayor

Caso fortuito o fuerza mayor es la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible, que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso.

Decreto Supremo N° 043-2007-EM, siendo una parte (numeral 20.2) de las exigencias previstas en la citada norma, para los estudios de riesgos.

Por otro lado, su argumento referido a que, al ser nuevo operador del Lote 192, la data histórica con la que contaba era mínima, no resulta amparable, ni lo exime de responsabilidad administrativa, pues es su obligación cumplir con las obligaciones técnicas y de seguridad que aplican a su actividad desde el momento de la entrada en vigencia del Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 192, celebrado entre PERUPETRO S.A.; máxime si el dato referido a las condiciones climáticas es propio del lugar donde desarrollan sus actividades.

De otro lado, no resulta amparable lo señalado por el Administrado, en el sentido que su Estudio de Riesgos calificó como zona Amarilla, por lo que no le eran exigibles medidas adicionales, ya que no se está requiriendo la adopción de acciones suplementarias, sino que se deriven directamente de una evaluación integral de los riesgos inherentes a la actividad que realiza; por lo que, el Administrado debió actualizar su Estudio de Riesgos tomando en consideración la posible ocurrencia de fenómenos climatológicos que pudieran afectar sus instalaciones, afectación que efectivamente se materializó, en el presente caso; evidenciando así que no se priorizó debidamente la adopción de medidas coherentes con la posibilidad de riesgo existente.

En ese orden, se ha cumplido con precisar las razones por las que se concluye que el Estudio de Riesgos no ha evaluado el riesgo de derrame en el Sump Tank 1421, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control; así como, no contempló las acciones necesarias para afrontar las condiciones climáticas de la zona. En tal sentido, el deber de motivación¹⁰ que atañe a Osinergmin, se ha cumplido suficientemente, no existiendo vulneración alguna al citado principio.

Por lo expuesto, el Administrado no ha desvirtuado las razones por las cuales se inició el presente procedimiento administrativo sancionador; en ese sentido, queda acreditada su responsabilidad por la infracción administrativa que se le imputa, correspondiendo imponer la sanción prevista en la norma.

12.4. Con relación al **incumplimiento N° 2 señalado en el numeral 4 de la presente Resolución**, se reitera el análisis que, desde la entrada en vigencia (30 de agosto de 2015) del Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 192, celebrado entre PERUPETRO S.A. y el Administrado, éste último se obliga a cumplir, en el desarrollo de sus operaciones, con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Reglamentos y otras disposiciones (numeral VI de la Cláusula Preliminar).

¹⁰ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

Artículo 3.- Requisitos de validez de los actos administrativos

Son requisitos de validez de los actos administrativos:

(....)

4. Motivación. - El acto administrativo debe estar debidamente motivado en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico.

(...)

Artículo 6.- Motivación del acto administrativo

6.1 La motivación debe ser expresa, mediante una relación concreta y directa de los hechos probados relevantes del caso específico, y la exposición de las razones jurídicas y normativas que con referencia directa a los anteriores justifican el acto adoptado.

En ese sentido, constituye obligación del Administrado cumplir con lo establecido en el artículo 217 Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, que dispone: “Las instalaciones de producción activas serán mantenidas en buen estado, evitando fugas o escapes de los fluidos producidos (...).”

Abona lo señalado, lo dispuesto en el artículo 18° del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM: “*Los Contratos autorizan al Contratista durante el plazo del Contrato a realizar las operaciones necesarias para la exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos*”. Asimismo, el artículo 27° del citado dispositivo legal, establece: “*El Contratista proporcionará a su propio riesgo todos los recursos técnicos y económico-financieros que se requieran para la ejecución de los Contratos, siendo de su exclusiva responsabilidad y cargo todas las inversiones, costos y gastos en que incurra por dichos conceptos*” (Cursiva nuestra).

En ese orden, teniendo en cuenta que la responsabilidad por el cumplimiento de las normas en materia de hidrocarburos, se determina en forma objetiva y, únicamente respecto del agente supervisado, en el presente caso, el Administrado es el responsable de ejecutar las acciones necesarias a fin de que las instalaciones materia de contrato se encuentren en óptimas condiciones; así como, de cumplir con las disposiciones técnicas y legales para su funcionamiento y operación; la misma que no se encuentra condicionada a las fechas de instalación y/o el inicio de operaciones o a determinados operadores, sino que resulta aplicable al operador que realiza actividades de hidrocarburos en un área contratada y cuyas instalaciones se encuentran activas, independientemente del tiempo que se encuentre operando el mismo; por lo que, el Administrado no puede exonerarse de su responsabilidad administrativa en el marco del Contrato de Servicios Temporales para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 192, celebrado con PERUPETRO S.A.; máxime si las observaciones efectuadas se originaron por los incidentes de derrames reportados por su parte, y corresponden a aspectos técnicos y de seguridad necesarios para el desarrollo de sus actividades.

Sin perjuicio de lo señalado, considerando los argumentos presentados por el Administrado, en su escrito del 27 de abril de 2018, se ha determinado que la falla en el minimandrel del Pozo Shivyacu 06, no debe ser atribuida a falta de mantenimiento preventivo del tapón de ensamble (minimandrel), ya que este se encontraba en vigente operatividad; sin embargo, si este fuera el caso, se replicaría la falla en el minimandrel en todos los demás pozos que se han mantenido parados por el mismo tiempo.

Al respecto, el Administrado ha acreditado que realizó labores en el Pozo Shivyacu 06 mediante un trabajo de Pulling, culminando las operaciones el 03 de agosto de 2017, **antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador.**

El numeral 15.1 del artículo 15 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin, establece: *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 administrativo sancionador.* (Cursiva nuestra).

En el presente caso, el Administrado ha acreditado que antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador, subsanó el incumplimiento, referido a la falta de mantenimiento, configurándose el eximente de responsabilidad señalado en el párrafo precedente.

El numeral 22.1 del artículo 22 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin, señala: Recibidos los descargos del Agente Supervisado al informe final de instrucción, o vencido el plazo para su presentación sin que éstos sean presentados, corresponde al órgano sancionador determinar si el Agente Supervisado ha incurrido o no en la infracción imputada por el órgano instructor, imponiendo la sanción **o disponiendo su archivo**, según sea el caso, mediante resolución debidamente motivada. (Resaltado nuestro).

En ese orden, corresponde disponer el archivo del procedimiento administrativo sancionador en éste extremo.

- 12.5.** En cuanto al **incumplimiento N° 3 señalado en el numeral 4 de la presente Resolución**, se concluye que, la infracción administrativa, referida a que el Administrado no evaluó el riesgo de derrame en el Sump Tank del pozo Shiviyaqu 19, ni consideró las medidas de mitigación, prevención, ni control; se encuentra debidamente acreditada, a partir del incidente ocurrido el 26 de mayo de 2017 y, de lo señalado por el propio Administrado en su escrito de descargos.

Respecto al medio probatorio consistente en el documento " APE-XII-2-B-Matriz de evaluación de riesgos de proceso - Instalación Shiviyaqu: Sistema 5. S-5 Sistema de drenaje actividad 5.2. 5.2. Tanques sumideros de Planta", se señala lo siguiente:

El documento corresponde a la presentación de la matriz de riesgos del Estudio de Riesgos del lote 192, actualizado por el Administrado, en el cual se evalúa en forma específica los derrames en los tanques sumideros; sin embargo, pese a que la matriz está referida al Sistema de Drenaje en la Instalación Shiviyaqu, no se acredita fehacientemente, que considere en sus medidas de mitigación y control las acciones para hacer frente a las condiciones climáticas de la zona; es decir, no menciona la aplicación o instalación de ningún dispositivo o mecanismo que controle el alto nivel del Sump Tank de la locación del Pozo Shiviyaqu 19, durante las malas condiciones climáticas o cualquier otro evento que afecte el nivel de los fluidos en el Sump Tank.

El Administrado indica que el Estudio de Riesgos sí contempló las condiciones climáticas como evento iniciados de alguna falla, señalando que la afectación es mínima, aunque admite que se han suscitado múltiples eventos en todo el Lote 192 que han incrementado el nivel de la probabilidad de ocurrencia a ALTA, lo cual no es impedimento para exigirle la implementación de un mecanismo que controle el alto nivel del Sump Tank de la locación del Pozo Shiviyaqu 19 al ser esta una situación previsible y de alta probabilidad de ocurrencia.

En relación a que incumplió con su obligación, por fuerza mayor, debiendo aplicarse el eximente de responsabilidad, nos remitimos al análisis efectuado en el numeral 12.3 de la presente Resolución.

Por lo expuesto, el Administrado no ha desvirtuado las razones por las cuales se inició el presente procedimiento administrativo sancionador; en ese sentido, ha quedado acreditada su responsabilidad por la infracción administrativa que se le imputa, correspondiendo imponer la sanción prevista en la norma.

- 12.6.** En cuanto a los cuestionamientos por las multas a imponer, se debe señalar que para la determinación del monto de las multas se observan los criterios contemplados en el **Principio de Razonabilidad**, previstos en el numeral 3 del artículo 246¹¹ del TUO de la Ley N°

¹¹ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-

27444 (numeral 3 del artículo 230° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General); orientados a evitar actos de discrecionalidad por parte de la Administración al imponer las sanciones.

En igual sentido, cuando corresponda graduar la sanción por haberse establecido un rango en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones, se deben observar los criterios establecidos en el numeral 25.1 del artículo 25°¹² del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin; los mismos que guardan relación con aquellos contemplados en el Principio de Razonabilidad señalado en el párrafo precedente.

Por tanto, Osinergmin determina la sanción observando estrictamente lo establecido en ambos dispositivos legales, tal como se especificará en el numeral 13 de la presente Resolución.

Sin perjuicio de ello, debe tenerse presente que imponer al Agente Fiscalizado una sanción distinta al marco normativo vigente, implicaría una vulneración al Principio de Imparcialidad previsto en el numeral 1.5¹³ del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la Ley N° 27444. En ese sentido, se desvirtúa lo alegado por el Administrado en este extremo, por lo que, se aplicarán las sanciones de acuerdo a lo previsto en la norma.

12.7. Finalmente, respecto a la solicitud de archivo del presente procedimiento administrativo sancionador, debemos precisar que, al haberse constatado la comisión de las infracciones, así

2017-JUS

Artículo 246°.- Principios de la potestad sancionadora administrativa

La potestad sancionadora de todas las entidades está regida adicionalmente por los siguientes principios especiales:

(...)

3. Razonabilidad. - Las autoridades deben prever que la comisión de la conducta sancionable no resulte más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción. Sin embargo, las sanciones a ser aplicadas deberán ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, debiendo observar los siguientes criterios que en orden de prelación se señalan a efectos de su graduación:

- a) La gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido;
- b) El perjuicio económico causado;
- c) La repetición y/o continuidad en la comisión de la infracción;
- d) Las circunstancias de la comisión de la infracción;
- e) El beneficio ilegalmente obtenido; y
- f) La existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor.

¹² Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD

Artículo 25.- Graduación de multas

25.1. En los casos en que la multa prevista por el Consejo Directivo como sanción tenga rangos o topes de aplicación, se utilizan, según sea el caso, los siguientes criterios de graduación:

- a) Gravedad del daño al interés público o bien jurídico protegido.
- b) Perjuicio económico causado.
- c) Reincidencia en la comisión de la infracción.
- d) Beneficio ilegalmente obtenido.
- e) Capacidad económica
- f) Probabilidad de detección.
- g) Circunstancias de la comisión de la infracción.

¹³ Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS

Artículo IV°.- Principios del procedimiento administrativo

(...)

1.5. Principio de imparcialidad.- Las autoridades administrativas actúan sin ninguna clase de discriminación entre los administrados, otorgándoles tratamiento y tutela igualitarios frente al procedimiento, resolviendo conforme al ordenamiento jurídico y con atención al interés general.

como la responsabilidad del Administrado, no procede archivar el presente procedimiento administrativo sancionador.

12.8. Conforme a lo señalado en los párrafos precedentes, corresponde **archivar** el presente procedimiento administrativo sancionador, respecto del incumplimiento N° 2.

Por otro lado, corresponde **sancionar** al Administrado por los incumplimientos N° 1 y 3.

12.9. En ese orden, corresponde definir las sanciones a imponer, en base a los cálculos de multa propuestos en el Informe Final de Instrucción.

13. DETERMINACIÓN DE LAS SANCIONES

13.1. El artículo 1° de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, Ley N° 27699, establece que toda acción u omisión que implique incumplimiento a las leyes, reglamentos y demás normas bajo el ámbito de competencia de Osinergmin constituye infracción sancionable.

13.2. De conformidad con la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD, se dispone las sanciones que podrán aplicarse respecto del incumplimiento materia del presente procedimiento administrativo sancionador, de la siguiente manera:

N°	Incumplimientos	Base Legal	Tipificación y Escala de Multas y Sanciones	Sanciones Aplicables ¹⁴
1	<p>No haber evaluado el riesgo de derrame en el Sump Tank 1421 en la batería San Jacinto, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.</p> <p><u>El 7 de abril de 2016</u>, a las 03:15 horas en la batería San Jacinto, mientras se realizaba el monitoreo de planta, se encuentra que el Sump Tank 1421 había reboseado fluido contaminado con hidrocarburos por fuertes precipitaciones pluviales de la zona.</p> <p>La empresa fiscalizada, conociendo las condiciones climáticas de la zona no instaló ningún dispositivo o mecanismo que controle el alto nivel del Sump Tank 1421. Asimismo de acuerdo al documento remitido el 21 de Junio de 2016, la empresa manifiesta que no asignó personal en forma permanente para controlar el nivel del tanque sumidero 1421, (lo hacían de forma interdiaria), lo que pudo evitar que rebose, pues tal como manifiesta, sus operaciones se encontraban paralizadas desde el mes de febrero, razón por la cual se evidencia que no se habían tomado las medida de mitigación, prevención ni control adecuadas en el tanque sumidero 1421 de la Batería San Jacinto, para evitar algún derrame.</p>	<p>Numeral 20.4° del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.</p>	4.10.1.1	Hasta 44,000 UIT. CE, CI, STA

¹⁴ Leyenda: UIT: Unidad Impositiva Tributaria; CE: Cierre de Establecimiento; CI: Cierre de Instalaciones; STA: Suspensión Temporal de Actividades.

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

6	<p>No haber evaluado el riesgo de derrame en el Sump Tank del Pozo Shiviayacu 19, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.</p> <p>El 26 de mayo del 2017, aproximadamente a las 15:00 horas, en el pozo Shiviayacu 19, personal de construcciones reporta rebose de fluido de producción por la tapa superior del Sump Tank del pozo.</p> <p>La empresa fiscalizada, conociendo la frecuencia de derrames que se producen en los Sump Tank no instaló ningún dispositivo o mecanismo que controle el alto nivel del Sump Tank.</p> <p>De acuerdo con lo manifestado por la empresa fiscalizada en el escrito de registro N° 201700094323, de fecha 25 de julio de 2017, se indicó como causa del derrame a que El Sump Tank de la locación del pozo 19 está interconectado con los drenajes de los pozos Shiviayacu 1601, 1602 y 1603 y la sobrepresión ocasionada en el casing en uno de los pozos produjo la apertura de la válvula de alivio del mismo, dirigiendo el fluido al Sump Tank de la locación rebosando parte del mismo. Asimismo, como medidas correctivas para evitar que el derrame vuelva a ocurrir, se indicó el hecho de mejorar la frecuencia de inspección de Sump Tank del pozo Shiviayacu 19; todo lo cual demuestra que no se habían tomado las medidas de mitigación, prevención ni control adecuadas para evitar posibles derrames.</p>	<p>Numeral 20.4° del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM.</p>	4.10.1.1	Hasta 44,000 UIT. CE, CI, STA.
---	---	---	----------	--------------------------------

13.3. El artículo 25° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin, establece los criterios que se podrán considerar en los casos que corresponda graduar la sanción por haberse establecido un rango en la Escala de Multas y Sanciones.

13.4. CÁLCULO DE LA MULTA: De conformidad con las pautas, criterios y metodología dispuestos en la Resolución de Gerencia General N° 352 y modificatorias, se aprueba la fórmula a aplicar para el presente caso, la que se detallan a continuación:

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

Donde:

- M = Multa estimada.
- B = Beneficio generado por la infracción al cual se le descuenta el impuesto a la renta (costo evitado o postergado¹⁵)
- α = Porcentaje del daño derivado de la infracción que se carga en la multa administrativa.
- D = Valor del perjuicio o daño provocado por la infracción.
- p = Probabilidad de detección.
- A = $(1 + \sum Fi / 100)$ = Atenuantes o agravantes.
- Fi = Es el valor asignado a cada factor agravante o atenuante aplicable

¹⁵ Para efectos de determinar los costos postergados o evitados en el presente cálculo de multa, se está considerando el criterio establecido por la Oficina de Estudios Económicos del Osinergmin, el cual señala lo siguiente: "Los costos postergados son inversiones que debieron haberse realizado para cumplir con la normativa vigente en un momento, pero que fueron efectivamente realizadas en un momento posterior. El beneficio económico en este caso es la diferencia en el valor de la inversión, al diferir su ejecución, por el efecto del valor del dinero en el tiempo, representado por la tasa del costo de oportunidad del capital. Asimismo, se realiza una diferenciación de los gastos de inversión respecto de los gastos netamente operativos, los cuales son actividades de rutina y se realizan de manera continua y periódica; por tal, para efectos de cálculo de multa no se consideran subsanaciones al ser un desembolso programado cada cierto periodo en comparación con las inversiones, las cuales se deprecian de acuerdo a su vida útil. Las cotizaciones asociadas a los costos postergados reciben el mismo tratamiento que las asociadas a los costos evitados, en cuanto a su indexación, tratamiento tributario y también son expresadas en valor presente al momento del cálculo de la sanción".

13.5. Respecto al Incumplimiento N° 1, deberán considerarse los siguientes valores:

13.5.1. FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN: Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.

13.5.2. PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (α^D): En el presente caso no se considera el factor daño¹⁶, por lo que, para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor cero (0).

13.5.3. VALOR DEL FACTOR ^A: La Unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes por lo cual la sumatoria es igual a “cero”. De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.

13.5.4. BENEFICIO ILÍCITO (B): Considerando que el Administrado no cumplió con lo establecido en el numeral 20.4 del artículo 20 del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, ha obtenido un beneficio ilícito equivalente a **24.98 UIT**. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo postergado.

Por lo que, el cálculo de multa por el **Incumplimiento N° 1**, estará dado por los siguientes valores:

Presupuestos ¹⁷	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC ¹⁸ - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
1 Supervisor Senior: 106 US\$/hr x 8 hr (4 día)	3 392.00	No aplica	233.50	239.26	3 475.63
1 Supervisor Especialista ER: 73 US\$/hr x 8 hr (30 día)	17 520.00	No aplica	233.50	239.26	17 951.95
1 Técnico Especialista ER: 47 US\$/hr x 8 hr (30 día)	11 280.00	No aplica	233.50	239.26	11 558.11
1 Empleado de Oficina: 28 US\$/hr x 8 hr (8 día)	1 792.00	No aplica	233.50	239.26	1 836.18
Equipo / Servicio: Uso de Computadora: 10.286 semx25.53 \$/sem = \$ 262.60	262.60	No aplica	251.59	239.26	249.73
Material / Servicio: Útiles de Oficina: 72 día-p x 1 \$/día/p = \$ 72	072.00	No aplica	251.59	239.26	068.47
Fecha de la infracción y/o detección					Abril 2016
Costo postergado a la fecha de la infracción					35 140.08
Costo postergado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					25 300.85
Fecha de cálculo de multa					Julio 2018

¹⁶ Criterio adoptado de conformidad con el Memorándum N° OEE-135-2014, que indica que el valor de la vida estadística calculado se aplicará en las multas donde exista daño a terceros y no para el caso de trabajadores de la empresa.

¹⁷ Fuente:

(1) Personal: Resultados Generales Costo Hora/Hombre – II Trimestre 2013 – Área de Logística de Osinergmin. – Junio 2013

(2) Equipo / Servicio: Costos Unitarios - Contrato N° TER-MANT-007-2008. – Enero 2008

(3) Equipo / Servicio: Desktop Rentals – Mayo 2018 / <https://www.radio-rentals.com.au/computer-office/desktops>

(4) Materiales / Servicio: LAC Group – Mayo 2018 / <https://lac-group.com/average-office-supply-costs-per-employee/>

¹⁸ IPC: Índice de Precios del Consumidor. Fuente: Bureau of Labor Statistics según: <http://www.bls.gov/>.

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa	27
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)	0.8363%
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en \$	31 680.26
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa	3.27
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en S/	103 664.15
Factor B de la Infracción en UIT	24.98
Factor D de la Infracción en UIT	0.00
Probabilidad de detección	1.00
Factores agravantes y/o atenuantes	1.00
Multa en UIT	24.98

La multa por el incumplimiento del numeral 20.4 del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, asciende a **24.98 UIT**.

$$\text{Multa} = ((24.98 + 0) / 1) * 1 = 24.98 \text{ UIT}$$

13.6. Respecto al **Incumplimiento N° 3**, deberán considerarse los siguientes valores:

13.6.1. FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN: Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.

13.6.2. PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (α^D): En el presente caso no se considera el factor daño¹⁹, por lo que, para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor cero (0).

13.6.3. VALOR DEL FACTOR ^A: La Unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes por lo cual la sumatoria es igual a “cero”. De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.

13.6.4. BENEFICIO ILÍCITO (B): Considerando que el Administrado no cumplió con lo establecido en el numeral 20.4 del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, ha obtenido un beneficio ilícito equivalente a **22.45 UIT**. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo postergado.

Por lo que, el cálculo de multa por el **Incumplimiento N° 3**, estará dado por los siguientes valores:

Presupuestos ²⁰	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC ²¹ - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
1 Supervisor Senior: 106 US\$/hr x 8 hr (4 día)	3 392.00	No aplica	233.50	244.73	3 555.12

¹⁹ Criterio adoptado de conformidad con el Memorándum N° OEE-135-2014, que indica que el valor de la vida estadística calculado se aplicará en las multas donde exista daño a terceros y no para el caso de trabajadores de la empresa.

²⁰ Fuente:

(1) Personal: Resultados Generales Costo Hora/Hombre – II Trimestre 2013 – Área de Logística de Osinergmin. – Junio 2013

(2) Equipo / Servicio: Costos Unitarios - Contrato N° TER-MANT-007-2008. – Enero 2008

(3) Equipo / Servicio: Desktop Rentals – Mayo 2018 / <https://www.radio-rentals.com.au/computer-office/desktops>

(4) Materiales / Servicio: LAC Group – Mayo 2018 / <https://lac-group.com/average-office-supply-costs-per-employee/>

²¹ IPC: Índice de Precios del Consumidor. Fuente: Bureau of Labor Statistics según: <http://www.bls.gov/>.

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

1 Supervisor Especialista ER: 73 US\$/hr x 8 hr (30 día)	17 520.00	No aplica	233.50	244.73	18 362.52
1 Técnico Especialista ER: 47 US\$/hr x 8 hr (30 día)	11 280.00	No aplica	233.50	244.73	11 822.45
1 Empleado de Oficina: 28 US\$/hr x 8 hr (8 día)	1 792.00	No aplica	233.50	244.73	1 878.18
Equipo / Servicio: Uso de Computadora: 10.286 semx25.53 \$/sem = \$ 262.60	262.60	No aplica	251.59	244.73	255.44
Material / Servicio: Utiles de Oficina: 72 día-p x 1 \$/día/p = \$ 72	072.00	No aplica	251.59	244.73	070.04
Fecha de la infracción y/o detección					Mayo 2017
Costo postergado a la fecha de la infracción					35 943.74
Costo postergado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					25 340.34
Fecha de cálculo de multa					Julio 2018
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					14
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en \$					28 473.94
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.27
Valor actual del costo postergado a la fecha del cálculo de multa en S/					93 172.43
Factor B de la Infracción en UIT					22.45
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					1.00
Multa en UIT					22.45

La multa por el incumplimiento del numeral 20.4 del artículo 20° del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM, asciende a **22.45 UIT**.

$$\text{Multa} = ((22.45 + 0) / 1) * 1 = 22.45 \text{ UIT}$$

- 13.7.** En ese sentido, corresponde graduar la sanción a imponer dentro del rango establecido, de acuerdo a lo señalado en el cálculo de multa indicado en los párrafos precedentes, respecto de los numerales 4.10.1.1 y 2.12.9 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD y modificatorias, tal como se detalla a continuación:

N°	INCUMPLIMIENTOS	NUMERAL DE LA TIPIFICACIÓN	SANCIÓN ESTABLECIDA	MULTA APLICABLE EN UIT
1	No haber evaluado el riesgo de derrame en el Sump Tank 1421 en la batería San Jacinto, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.	4.10.1.1	Hasta 44,000 UIT, CE, CI, STA.	24.98

RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL

3	No haber evaluado el riesgo de derrame en el Sum Tank del Pozo Shiviayacu 19, ni considerado las medidas de mitigación, prevención ni control.	4.10.1.1	Hasta 44,000 UIT, CE, CI, STA.	22.45
---	--	----------	--------------------------------	-------

14. En virtud de lo expuesto, corresponde aplicar al Administrado las sanciones indicadas en el numeral 13.7 de la presente Resolución, por los incumplimientos materia del procedimiento administrativo sancionador.

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

SE RESUELVE:

Artículo 1.- DISPONER el ARCHIVO del procedimiento administrativo sancionador iniciado contra la empresa **PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A.**, respecto del incumplimiento N° 2.

Artículo 2.- SANCIONAR a la empresa **PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A.**, con una multa ascendente a **24.98 UIT: Veinticuatro con noventa y ocho centésimas (24.98) Unidades Impositivas Tributarias** vigentes a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 1 señalado en el numeral 4 de la presente Resolución.

Código de Pago de Infracción: 1600073436-01

Artículo 3.- SANCIONAR a la empresa **PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A.**, con una multa ascendente a **22.45 UIT: Veintidós con cuarenta y cinco centésimas (22.45) Unidades Impositivas Tributarias** a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 3 señalado en el numeral 4 de la presente Resolución.

Código de Pago de Infracción: 1600073436-02

Artículo 4.- DISPONER que el monto de las multas sea pagado en un plazo no mayor de **quince (15) días hábiles** contados a partir del día hábil siguiente de notificada la presente Resolución.

El pago podrá realizarse en las cuentas de Osinergmin disponibles a través de los canales de atención (Agencias y Banca por Internet) del **Banco de Crédito del Perú, Interbank, Scotiabank S.A.A. y BBVA Continental**. Para tal efecto, se deberá indicar el servicio de recaudación "**MULTAS PAS**" para el caso del **Banco de Crédito del Perú, Interbank, Scotiabank S.A.A.**, y, en el caso del **BBVA Continental** el servicio de recaudación "**OSINERGMIN MULTAS PAS**"; asimismo, deberá indicarse el **código de infracción** que figura en la presente Resolución, sin perjuicio de informar de manera documentada a Osinergmin de los pagos realizados.

Artículo 5.- De conformidad con el artículo 27° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, el Agente Supervisado tiene la facultad de contradecir la presente Resolución, mediante la interposición ante el presente órgano del recurso

**RESOLUCIÓN DE LA DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1100-2018-OS-DSHL**

administrativo de reconsideración o de apelación, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contados desde el día hábil siguiente de notificada la presente Resolución.

Artículo 6.- NOTIFICAR a la empresa **PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S.A.**, el contenido de la presente Resolución.

«image:osifirma»

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