

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUOS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

Lima, 19 de noviembre del 2019

VISTOS:

El expediente N° 201800089328, que contiene entre otros actuados, el Informe de Instrucción N° DSHL-1019-2018-OS-DSHL-USEE de fecha 13 de noviembre de 2018 y el Informe Final de Instrucción N° 305-2019-OS-DSHL-USEE de fecha 09 de agosto de 2019, referidos a los incumplimientos a la normativa vigente del subsector hidrocarburos, por parte de la empresa **OLYMPIC PERU INC SUCURSAL DEL PERU** (en adelante, el Administrado), identificada con Registro Único de Contribuyentes (RUC) N° 20305875539.

CONSIDERANDO:

1. El 27 de mayo de 2018, a las 21:05 horas, durante los trabajos de completación del pozo PN-62D, cuando se realizaba la recuperación de un tapón a 550 pies de profundidad, se produjo una surgencia de gas, agua y arena de fractura a alta presión, ocasionando la erosión de la válvula lateral de cabezal de pozo (forros) y la válvula chiksan superior del cuello de ganso de tubería de 2 7/8", produciéndose una fuga de gas en la superficie de la locación.

A partir de la emergencia ocurrida, el Administrado, presentó a Osinergmin lo siguiente:

- El 28 de mayo de 2018, a las 16:57 horas, el Informe Preliminar de Siniestros (Formato N° 2).
 - El 08 de junio de 2018, el Informe Final de Siniestro (Formato N° 5).
2. Mediante la Resolución de la División de supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 3460-2018-OS-DSHL-USEE, de fecha 31 de mayo de 2018, se dispuso como medida de seguridad la **Suspensión de Actividades** en el Pozo PN-62D, ubicado en el Lote XIII A, de responsabilidad del Administrado, quedando impedida la realización de actividades de hidrocarburos en el citado pozo, hasta que se cumplan con levantar las medidas de seguridad impuestas (Expediente N° 201800090781)¹.

¹ Mediante el escrito de registro N° 201800090781 (carta sin número), de fecha 17 julio 2018, la empresa **OLIMPIC DEL PERÚ INC. SUCURSAL DEL PERÚ** remitió información al Osinergmin, a fin de solicitar el levantamiento de la Medida de Seguridad de Suspensión de Actividades en el Pozo PN-62D, impuesta en la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 3460-2018-OS/DSHL-USEE.

Mediante Oficio N° 1929-2018-OS-DSHL, notificado el 01 de agosto de 2018, se solicitó a la empresa fiscalizada información complementaria a fin de evaluar la solicitud de levantamiento de medida administrativa impuesta a la referida empresa, otorgándole un plazo de 10 días hábiles para responder.

A través del escrito de registro 201800090781, la empresa **OLYMPIC DEL PERÚ INC. SUCURSAL DEL PERÚ**, remitió las Cartas N° OLY-EHS-198-2018 y N° 139-2018/OLY-LEG de fechas 14 y 15 de agosto de 2018, respectivamente, en respuesta al Oficio N° 1929-2018-OS-DSHL.

Con Informe N° 138-2018-INAB-4, de fecha 12 de octubre de 2018, se determina que resulta procedente el levantamiento de la Medida de Seguridad, impuesta por la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 3460-2018-OS/DSHL-USEE, conforme a lo solicitado por la empresa fiscalizada.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

3. A través del Oficio N° 2502-2018-OS-DSHL-USEE, notificado el 26 de setiembre de 2018, se comunicaron al Administrado los hechos constatados y la conclusión del procedimiento de supervisión.
4. Conforme consta en el Informe de Instrucción N° DSHL-1019-2018-OS-DSHL-USEE de fecha 08 de febrero de 2019, en la instrucción realizada al Administrado, se verificaron los siguientes incumplimientos:

N°	Incumplimientos	Base Legal	Obligación Normativa
1	<p>No cumple con inspeccionar periódicamente los equipos críticos acorde a las prácticas de ingeniería reconocidas</p> <p>Del análisis realizado al Informe Final de Siniestro (Formato N° 5) y la información remitida el 14 de agosto del 2018 por la empresa fiscalizada, mediante Carta N° OLY-EHS-198-2018 (Expediente 201800090781), en respuesta al Oficio N° 1929-2018-OS-DSHL, referente al levantamiento de medidas administrativas establecidas en la Resolución de División de Hidrocarburos Líquidos N° 3460-2018-OS/DSHL-USEE, se tiene lo siguiente:</p> <p>El 27 de mayo de 2018, a las 21:05 horas, durante los trabajos de completación del Pozo PN-62D perteneciente al Lote XIII-A, cuando se realizaba la recuperación de un tapón a 525 pies de profundidad, se produjo de manera inesperada una surgencia de gas, agua y arena de fractura a alta presión, ocasionando la erosión de la válvula lateral del cabezal del pozo (forros), manifold de la tina de workover y la conexión Chicksan superior del cuello de ganso de la tubería de 2 7/8", produciéndose la fuga de gas en la superficie de la locación. Asimismo, la empresa fiscalizada manifiesta como causa del siniestro la presión inesperada del reservorio e indica que el flujo de gas, agua y arena de fractura ocasionaron el desgaste por erosión de la tubería y accesorios internos y superiores (Packer, válvulas, cabezal).</p> <p>La empresa fiscalizada remitió mediante Carta Nro. OLY-EHS-198-2018, acorde a la documentación solicitada (<i>Reportar la última inspección del cabezal siniestrado, válvulas, manifold de la tina de circulación y del Chikzan</i>), los Certificados del Cabezal, Informe de las pruebas de ensayos no destructivos de la tina de circulación y chikzan; del Equipo de Workover JR-7, perteneciente a la</p>	<p>Artículo 148° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburo, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM</p>	<p>“Artículo 148°.- Especificaciones API</p> <p>Con relación al equipo de perforación y a la actividad de perforación, se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera, indicándose sin que tenga carácter limitativo las siguientes:</p> <p>(...)</p> <p>RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de Pozos</p> <p>Concordancia</p> <p>RP 54 Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations</p> <p>9 Drilling and Well Servicing Rig Equipment</p> <p>9.4 INSPECTION OF CRITICAL EQUIPMENT</p> <p>9.16.1 Critical equipment should be periodically inspected as recommended by the manufacturer or in accordance with recognized engineering practices.</p> <p><i>VERSION ORIGINAL EN INGLES</i></p> <p>RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de Pozos</p> <p>(...)</p> <p>9 Equipos de plataforma de perforación y servicios de pozos</p> <p>9.16 INSPECCIÓN DE EQUIPO CRITICO</p> <p>9.16.1 Los equipos críticos deben ser inspeccionados periódicamente según lo recomendado por el fabricante o de acuerdo con las prácticas de ingeniería reconocidas.</p> <p><i>VERSION TRADUCIDA DEL INGLES</i></p>

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **UL-37-731-E031sS19**. No aplica a notificaciones electrónicas.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **UL~37~731~E031S19**
No aplica a notificaciones electrónicas.

	<p>compañía subcontratista South American Drilling S.A.C. (Encargada de realizar el servicio de completación con equipo de Workover).</p> <p>En relación al Informe del Ensayo No Destructivo de la Tina de Circulación y el Chikzan, se constató que el 10 de octubre del 2017, se midió el espesor de las líneas del Manifold de Circulación por el método ultrasonido (pulso-contacto) y el 25 de agosto del 2017, se realizó la inspección de fisuras en el Chikzan de Stand Pipe por el método de Partículas Magnética Húmedas. Como resultado de las mediciones, no se encontraron observaciones que impidan sus usos; asimismo, el especialista que realizó la medición, recomendó realizar la próxima inspección del manifold en abril del 2018 y del Chikzan en febrero del 2018; sin embargo, la empresa no lo realizó.</p> <p>Por lo tanto, acorde a lo manifestado en el Informe Final, respecto a la erosión del manifold de la tina de Workover, Chikzan y la recomendación del especialista, se concluye que se pudo haber evitado dicha erosión si se hubiera cumplido con realizar las inspecciones recomendadas en los meses establecidos. En ese sentido, la empresa fiscalizada no cumplió con inspeccionar periódicamente según lo recomendado por el especialista, quien posee las prácticas de ingeniería reconocidas para las pruebas de ensayo no destructivo.</p>		
2	<p>No cumple con realizar la completación del pozo empleando la técnica más segura para esta operación</p> <p>Del análisis realizado a la información remitida el 14 de agosto del 2018 por la empresa fiscalizada, mediante Carta N° OLY-EHS-198-2018, en respuesta al Oficio N° 1929-2018-OS-DSHL, referente al levantamiento de medidas administrativas establecidas en la Resolución de División de Hidrocarburos Líquidos N° 3460-2018-OS/DSHL-USEE, se tiene lo siguiente:</p> <p>La empresa fiscalizada remitió mediante Carta N° OLY-EHS-198-2018, acorde a la documentación solicitada (<i>Ampliar el informe de investigación, a fin de determinar la causa raíz del Incidente</i>), el Informe de Investigación Anomalía PN62D, elaborado por la compañía subcontratista HESC Consulting.</p> <p>Al respecto, indicamos que se revisó el referido Informe, constatándose que</p>	<p>Artículo 166° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.</p>	<p>“Artículo 166.- De la Completación y Prueba del Pozo</p> <p>166.1 La Completación del Pozo se efectuará ajustando el Plan de Trabajo original, de acuerdo a las condiciones encontradas o halladas durante la perforación, empleándose las técnicas más apropiadas y seguras usadas para esta operación en la industria del petróleo. (...)”</p>

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **UL~37~731~E031sS19**
No aplica a notificaciones electrónicas.

	<p>mediante la metodología del Árbol de los PORQUE, se detectaron 4 causas Básicas que son: Insuficiente control de crecimiento de la fractura, Insuficiente análisis de medidas de control de pozo, Insuficiente respuesta ante la emergencia del personal del equipo y Ausencia de gestión de cambio.</p> <p>En relación a la causa de Insuficiente análisis de medidas de control de pozo, se muestra en la página 30 de 36 del Informe de Investigación Anomalía PN-62D, que también se atribuye a dicha causa la <u>insuficiente columna de control por incorrecta ubicación del tapón.</u></p> <p>Cabe señalar, que la empresa OLYMPIC, también remitió mediante Carta Nro. OLY-EHS-198-2018, acorde a la documentación solicitada (se requirió remitir copia del Informe del consultor de fluidos de completación y fracturamiento), el Informe del Consultor de Fluidos de Completación realizada por el Ing. Jaime Villanueva; donde se constata la <u>presencia de gas en la segunda etapa de fracturamiento</u> (Ver en Anexo 1- Informe del consultor de Fluidos).</p> <p>Por lo tanto, acorde a lo manifestado en el Informe de Investigación Anomalía PN62D y el Informe del Consultor de Fluidos, se concluye que la empresa fiscalizada no debió haber instalado tapón a una profundidad de 525 pies, en vista que a esta profundidad no se generaba una columna hidrostática suficiente para el control del pozo ante una posible contingencia tal como la ocurrida, más aún sabiendo que durante la etapa de perforación se reportó presencia de gas.</p> <p>En ese sentido, la empresa fiscalizada no cumplió en realizar la completación del pozo acorde a las condiciones encontradas durante la perforación, ni empleó la técnica más segura y apropiada para esta operación, que hubiera sido colocar un tapón cubriendo cincuenta (50) metros por encima de los perforados.</p>		
3	<p>No cumple con usar brida integral en el cuerpo inferior del cabezal</p> <p>Del análisis realizado a la información remitida el 14 de agosto del 2018 por la empresa fiscalizada, mediante Carta N° OLY-EHS-198-2018, en respuesta al Oficio N° 1929-2018-OS-DSHL, referente al levantamiento de las medidas</p>	<p>Literal e) del artículo 167° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-</p>	<p>“Artículo 167.- Cabezales Los Cabezales de Pozos deben tener las siguientes características: (...) e) El cuerpo inferior del cabezal debe ser de brida integral y tener por lo menos una salida lateral para ser usada con brida o pernos prisioneros. (...).”</p>

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **UL-37-731-E031s579**. No aplica a notificaciones electrónicas.

	<p>administrativas establecidas en la Resolución de División de Hidrocarburos Líquidos N° 3460-2018-OS/DSHL-USEE, se tiene lo siguiente: La empresa fiscalizada remitió mediante Carta N° OLY-EHS-198-2018, acorde a la documentación solicitada (se requirió remitir informe del equipo BOOTS & COOTS de la compañía Halliburton, en relación con el trabajo realizado para el control del pozo), el Informe "End of Job Report Control del Pozo PN62D". Al respecto, indicamos que se constató en el Ítem 1.2-Objetivos del Trabajo (página 5 del Informe End of Job Report Control del Pozo PN62D), que realizaron el cambio del cabezal de pozo de 5½" x 2000 psi. En ese sentido, acorde a la evidencia fotográfica del ítem 5.1 del citado Informe, se observa que la empresa fiscalizada usó un cabezal de producción de 5 ½" x 2000 psi; sin embargo, este cabezal no es el adecuado para la intervención de pozo en operaciones con equipo de Workover, toda vez que existen cabezales bridados integrados (compactos) para realizar este tipo de trabajo (5 ½" de 3000 a 5000 psi). En ese sentido, la empresa fiscalizada no cumplió en usar una brida integral en el cuerpo inferior del cabezal.</p>	2004-EM.	
4	<p>No cumple con verificar que el personal de la subcontratista sea debidamente calificado. La empresa fiscalizada remitió documentos que acreditan la asistencia y certificación en Well control del personal de Olympic como de la compañía de servicios; sin embargo, los cursos de Well Control y las acreditaciones fueron presentados para un Nivel Introductorio en la mayoría de los documentos proporcionados, lo cual no garantiza una adecuada toma de acciones durante la presencia de un golpe de gas y su control de pozo.</p>	<p>Artículo 110º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM. Concordancia: Artículo 104º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM</p>	<p>"Artículo 110º.- Operación por Subcontratista calificado El Contratista deberá verificar que la empresa que ejecute la perforación tenga la experiencia, el equipo necesario y los medios adecuados para llevar a cabo la perforación de acuerdo a la prognosis y, de ser el caso, para resolver los problemas que se presenten en la perforación del Pozo." Concordancia: Aplicación de la norma a actividades de Reacondicionamiento y Servicio de pozos: "Artículo 104.- Aplicación de reglas técnicas y normas Las normas, técnicas y especificaciones que se utilizan en la perforación de Pozos, tanto en la fase de Exploración como de Explotación, son similares, diferenciándose solamente en la mayor exigencia respecto a la seguridad de la operación exploratoria, debido al desconocimiento de las condiciones del subsuelo. Una vez conocida el área, dichas normas se adaptarán, con la debida justificación, a las condiciones</p>

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **UL-37-731-E031S19**. No aplica a notificaciones electrónicas.

			reales que se encuentren. <u>Las normas indicadas en este título son aplicables a los equipos de servicio y reacondicionamiento de Pozos</u> , en lo que corresponda. (...)”
5	<p>No cumple con entregar la información requerida por Osinergmin.</p> <p>Mediante Oficio No. 1929-2018-OS-DSHL, notificado el 01 de agosto de 2018, se requirió determinada información a la empresa fiscalizada, otorgándole un plazo de 10 días hábiles.</p> <p>Con la Carta No. OLY-EHS-198-2018, de fecha 14 de agosto de 2018, la empresa fiscalizada dio respuesta al mencionado requerimiento de información, habiéndose verificado que no ha cumplido con entregar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El instructivo de completación sin equipo de Workover. - El sustento técnico-operativo de bajar el tapón WRP a 525 pies de profundidad y no a una profundidad mayor, siendo el pozo uno recientemente completado. - Reporte de inspección del tapón WRP después de la emergencia. - La densidad del fluido de circulación, antes de bajar tubería con pescante, a fin de pescar el tapón WRP sentado a 525 pies. - Reportes de inspección del equipo JR-07, antes y después de la emergencia. - Las políticas y procedimientos de integridad de pozos bajo el concepto de barrera de pozo, ni la cantidad de barreras de seguridad que contaban en el pozo antes de la emergencia. - La relación del personal presente durante la emergencia, asimismo no entregaron sus declaraciones y la cadena de responsabilidad. 	Artículo 293º del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.	“Artículo 293.- Infracciones sancionables Son infracciones sancionables el incumplimiento de lo dispuesto en el presente Reglamento. A la vez resulta sancionable el emitir información falsa o no proporcionar la información requerida por PERUPETRO, la DGH o el OSINERG. Las sanciones serán impuestas de acuerdo a la norma vigente que aprueba la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERG.”

5. A través del Oficio N° 3103-2018-OS-DSHL, notificado con fecha 20 de noviembre de 2018, se inició procedimiento administrativo sancionador al Administrado, concediéndole el plazo de cinco (05) días hábiles para la presentación de sus descargos.
6. Con escrito de registro N° 201800089328, de fecha 28 de noviembre de 2018, el Administrado solicitó la ampliación del plazo, para presentar sus descargos, el cual fue ampliado en cinco (05) días hábiles adicionales, mediante el Oficio N° 3269-2018-OS-DSHL, notificado el 30 de noviembre de 2018

7. A través del escrito de registro N° 201800089328, de fecha 18 de diciembre de 2018, el Administrado presentó sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
8. Mediante Oficio N° 2866-2019-OS-DSHL-USEE notificado el 14 de agosto de 2019, se trasladó el Informe Final de Instrucción N° 305-2019-OS-DSHL-USEE de fecha 09 de agosto de 2019, otorgándole el plazo de cinco (05) días hábiles para que presente sus descargos.
9. Mediante escrito de registro N° 201800089328 (Carta OLY-EHS-221-19), de fecha 16 de agosto de 2019, el Administrado presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción N° 305-2019-OS-DSHL-USEE.
10. Mediante Informe N° 630-2019-OS-DSHL de fecha 20 de agosto de 2019 se determinó que correspondía ampliar el plazo para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador.

A través de la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 156-2019-OS-DSHL de fecha 20 de agosto de 2019, notificada en la misma fecha, se dispuso, excepcionalmente, la ampliación de plazo por tres (03) meses adicionales, para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador.

11. SUSTENTACIÓN DE LOS DESCARGOS

En su escrito de descargos el Administrado, señaló lo siguiente:

- 11.1. Respecto al **incumplimiento N° 1**, señala que el artículo 148° sobre Especificaciones API del D.S. N° 032-2004-EM corresponde al CAPÍTULO II - Perforación del Pozo, pero la actividad que se realizaba en el pozo PN62D, cuando ocurrió el evento, eran trabajos de completación, por lo que, correspondería al artículo 172° sobre Especificaciones API del CAPÍTULO IV - Completación del Pozo; sin embargo, este artículo no hace referencia al RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad en la Perforación de Pozos del API, por lo cual, la base legal no correspondería, debido a que se realizaban trabajos de completación.

Sin perjuicio de lo indicado, manifiesta que, si bien, el proveedor de servicio de inspección "sugiere" actualizar la inspección en un plazo (calendario) menor al establecido por estándar, ésta sugerencia no la consideró como mandatoria, basándose en lo que establece la norma API RP54 Ítem 9.16.1: *Los equipos críticos deben ser inspeccionados periódicamente según lo recomendado por el fabricante o de acuerdo con las prácticas de ingeniería reconocidas:*

- Que, a la fecha de la ocurrencia, los accesorios de los equipos no han acumulado la cantidad de horas de trabajo equivalentes al período establecido por normativa, ni al sugerido inclusive por el proveedor (horas de trabajo equivalentes).
- Su proveedor de equipos de Well Services & Work Over, acredita que los accesorios de sus equipos cumplen con las exigencias de la normativa aplicable. No obstante, continuará efectuando el control e inspección regular con frecuencia anual (período calendario).
- Oportunamente se adjuntó la determinación del tiempo equivalente de uso de los accesorios del citado equipo, junto a la estadística de las intervenciones efectuadas en ese período de tiempo.
- Además, señala que con la intención de evidenciar su grado de compromiso con las acciones que derivan de éste evento, ha coordinado con el proveedor de servicios, la

actualización de las inspecciones, propias de éste punto.
Finalmente indica que no incurre en el incumplimiento imputado, por lo cual, no aplica.

En su **escrito de descargos al Informe Final de Instrucción** agrega que, de acuerdo a la trazabilidad del análisis de pozos realizados en el período 2017 y 2018 por el Rig JR-7 se establece lo siguiente:

- El Rig JR-7 realizó servicios de Workover y Well Service desde el 01.01.17 hasta el 15.08.17 en las instalaciones del Lote XIII-A y XIII-B.
- Del período del 16.08.17 al 25.02.18 el Rig JR-7 se encontraba sin actividad en las instalaciones del Patio Tablazo (06 meses 10 días).
- El día 26.02.18 el Rig inicia operaciones de Workover en el Pozo Casitas 4X / Lote XIII-B.
- Las inspecciones realizadas por la Cía. PISER S.A.C. a los componentes del manifold y chicksan se realizaron con fecha: Manifold: 10.10.17 y Chicksan: 25.08.17.
- De acuerdo a la norma API RP 8B, si el equipo está parado – sin operar – los tiempos de los Certificados de Inspección en CAT III y CAT IV deben congelarse y volver a correr cuando inicie operación.
 - ✓ Parada del JR-7: 16/08/17
 - ✓ Inspección realizada al manifold y chicksan: 10/10/17 y 25/08/17 (Inspección realizada cuando el equipo estaba sin operación).
 - ✓ Reactivación del JR-7: 26/08/18.

Menciona que, en el tiempo de parada, el equipo no está sometido a esfuerzos cíclicos producto de la fatiga, tensiones, compresiones o esfuerzos tangenciales. Señala que, de acuerdo a lo establecido en la Norma API RP 8B las inspecciones realizadas al manifold y chicksan: 10/10/17 y 25/08/17 fueron congeladas, porque el equipo no estuvo en servicio (Tiempo de parada: 06 meses 10 días), las cuales se volvieron a reactivar en el reinicio de operaciones el 26/02/18, no siendo necesario realizar otra inspección.

Adicionalmente refiere que, la Norma API RP 8B: indica en la Table 1 – Periodic inspection and maintenance – Categories and frequencies, que la frecuencia de inspección en la tabla se aplica en el tiempo en que el equipo está en uso.

Precisa que, en el Anexo 1 presenta la inspección del chicksan y manifold deml mes de enero 2019, así como la cronología de trabajos de servicio de pozos.

Sin perjuicio de lo indicado, reitera que las actividades de perforación son diferentes a las de completación, por lo cual los artículos 148° y 172° son específicos para dichas actividades para su fiel y adecuado cumplimiento.

En ese sentido, reitera que no corresponde aplicar el artículo 172° porque no hace referencia al RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad en la perforación de pozos.

- 11.2. En relación al **incumplimiento N° 2**, señala que durante la etapa de completación del pozo se adecuó a cumplir lo establecido por la norma.
Precisa que, el plan de trabajo original del pozo contemplaba la instalación de la herramienta en la profundidad señalada, situación que da cumplimiento a lo establecido en el artículo 166 del Decreto Supremo N° 032-2004-EM, respondiendo a su vez, a la información interpretada de las actividades de perforación del mismo.

Sobre la **presencia de gas en la segunda etapa de fracturamiento**, considera que, durante los trabajos de perforación no se detectó presencia de gas en abundantes volúmenes, muy por el contrario, durante la ejecución de este proceso, el pozo manifestó las mismas características propias del reservorio ya desarrollado con sus pozos vecinos, siendo predecible su comportamiento. En base a ello, considera que, la opinión del consultor, citada en el cuadro de imputación, incluido en el inicio de PAS, es una interpretación válida pero subjetiva.

Señala que, durante los trabajos de Fracturamiento Hidráulico, las variables que el pozo manifestó, le permitió predecir (de la misma forma), que el comportamiento del mismo no ameritaba alguna consideración diferente a las tomadas, al momento del diseño.

Respecto a la **Insuficiente columna de control por incorrecta ubicación del tapón**, en el párrafo correspondiente, indica que, si bien, en su Informe de Investigación, identificó éste aspecto como una de las Causas Básicas del evento, ello no amerita, bajo ningún aspecto, señalar como una actividad incorrecta o sub estándar, debido a que actualmente tiene en la industria, y sobre todo en la zona, actividades similares y rutinarias que son efectuadas con alta frecuencia, y que no han derivado necesariamente en eventos de similar magnitud.

Agrega que, en efecto, hubo una omisión consciente a su procedimiento interno, en lo que a el proceso de instalación de tapón refiere, acotando que *"La decisión de la profundidad del WRBP (525 FT) fue tomada porque el pozo después de 06 horas de haber culminado los trabajos de Fracturamiento tenía 200 psi y con la salmuera que teníamos de 8.5 ppg era suficiente para controlar el pozo, luego de sentar el WRBP se procede a desfogar el pozo y realizar la prueba de hermeticidad con 2000 psi, siendo positiva la prueba, se desfoga pozo y posterior a esto se cierra el pozo para esperar el ingreso del equipo."*

Sin perjuicio de lo indicado, señala que, este evento fue impredecible y lógicamente irresistible, a pesar de las medidas de control operativas ejecutadas durante la intervención del pozo.

Refiere que, la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM, mediante Resolución Directoral N° 128-2018-MEM/DGH emitida el 31 de julio de 2018, sustentada en el Informe Técnico N° 094-2018-MEM/DGH-DEEH, calificó el evento como Venteo de Gas Natural como Inevitable en caso de emergencia, por la surgencia de gas, agua y arena de fractura a alta presión en el pozo PN-62D Lote XIII. Precisa que la Resolución indica que Osinergmin no realizó pronunciamiento alguno, por lo tanto, se consideró que dicho organismo no tenía observación alguna al evento.

Finalmente, indica que, la ocurrencia de éste evento, como todo hecho imprevisible e irresistible, le ha dejado enseñanzas valiosas, lo cual le ha permitido implementar un nuevo Programa de Gestión Operativo, que delimita las acciones previas, durante y posteriores a la ejecución de éstos trabajos, a fin de erradicar la posibilidad de reincidencia de este tipo de hechos. Siendo el actual grado de implementación de 100%.

- 11.3. En cuanto al **incumplimiento N° 3**, señala que, durante las operaciones de completación de pozos petroleros, son usados 02 tipos de cabezal.

Asimismo, indica que, durante los trabajos de estimulación se utiliza el cabezal de fractura (Múltiple de fractura) que obedece a la norma **API 6A (Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment)** y los requerimientos para el tipo de trabajo realizado.

Añade que, en la fase de limpieza y puesta en marcha se usa el cabezal final de producción, el cual cumple las condiciones expuestas en el Inciso a) del artículo 167° del Decreto Supremo N° 032-2004-EM que establece que el cabezal de producción debe estar diseñado para trabajar con presiones menores a la presión de trabajo del cabezal. En el inciso c) del mismo artículo establece que debe tener conexiones brida API o la tubería la cual será conectada.

Asimismo, el inciso f) establece que los cabezales de baja presión o en Pozos de reservorios con depletación podrán ser de un sólo cuerpo y no tener brida integral, tal como lo es el reservorio y/o arenas de la Fm Salina del pozo PN62D debido a que se encuentran en fase de depletación.

Finalmente indica que no incurre en el incumplimiento imputado, por lo cual, no aplica.

En su **escrito de descargos al Informe Final de Instrucción** agrega que, de acuerdo al catálogo de The Global Wellhead Systems INC el tipo de cabezal modelo “R” – especificación 5-1/2” O.D.8rd, indica que tiene una presión de trabajo de 2000 o 3000 psi, lo cual es probado en fábrica con una presión de 4000 & 6000 psi, estando por debajo de la presión (1600 psi) con la que ocurrió el evento, con lo que se demuestra que el cabezal cumple con la presión adecuada para esos trabajos; sin embargo, la causa del evento ocurrió por una erosión de arena, gas y fluido de fractura, el cual terminó erosionando el lateral del cabezal.

Agrega que, en el Anexo 2 presenta las especificaciones técnicas del cabezal, la documentación que evidencia que el proveedor “CABEZALES DEL PERÚ” está acreditado y certificado por ISO 9001:2015, API Specification Q1 y API-6A.

- 11.4. Respecto al **incumplimiento N° 4**, señala que en campo cuenta permanentemente con personal de su proveedor de servicios especializados en Well Services & Work Over, Coordinador de Equipos y Superintendencia de Operaciones, quienes cuentan con la certificación correspondiente.

Agrega que, con la firme intención de evidenciar su grado de compromiso con las acciones que derivan de éste evento, se ha coordinado con el proveedor de servicios, la actualización de la certificación a los niveles respectivos.

Finalmente indica que no incurre en el incumplimiento imputado, por lo cual, no aplica.

- 11.5. Respecto al **incumplimiento N° 5**, manifiesta que, cumplió con remitir la totalidad de la documentación solicitada en el Oficio N° 2467-2018-OS-DSHL Expediente N° 201800090781 notificado el 25 de septiembre del 2018, la misma que se hizo llegar en tiempo oportuno respecto al plazo otorgado (nuestra carta N° 174-2018/OLY-LEG presentada el 01 octubre del 2018).

Agrega que, la Medida de Seguridad impuesta fue levantada en su oportunidad, al haber dado cumplimiento a la entrega de toda la información requerida por Osinergmin.

Finalmente indica que no incurre en el incumplimiento imputado, por lo cual, no aplica.

11.6. A fin de acreditar lo manifestado, el Administrado presentó un CD con los siguientes documentos:

- Anexo 1:
 - Inspección Categoría III a Herramientas Varias- Enero 2019.
 - Cuadro de Excel donde se encuentra un Análisis de Pozos Realizados Período 2017 y 2018- RIG JR7 SADRILLING.
 - API-Recommended Practice-8B/ISO 13534:2000. Pág N° 17.
- Anexo 2:
 - Wellhead Systems Casing and Tubing Heads.
 - 2 Fotos tituladas: Registro de pruebas de presión.
 - Resolución Directorial N° 128-2018-MEM/DGH del Ministerio de Energía y Minas por la cual autorizan el Venteo de gas.
 - Certificados- Data Book, Cliente: Cabezales del Perú S.A.C., Nota de Entrega: 20005461.
 - Certificate of Registration N° Q1-3190.
 - Certificate of Registration ISO 9001:2015.
 - Certificate of Authority to use the Official API Monogram –API-6A, 6A-1885.

12. ANÁLISIS

12.1. Es materia de análisis del presente procedimiento el determinar si el Administrado incumplió lo establecido en los artículos 148°, 166°, 167° (literal e), 110° y 293° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante 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 o las razones por las cuales se infringieron las disposiciones legales vigentes, siendo únicamente necesario constatar el incumplimiento de estas para que se configure la infracción y se impute la responsabilidad administrativa.

12.3. En relación al **Incumplimiento N° 1** se concluye que, **la infracción administrativa**, referida a que, el Administrado no cumplió con inspeccionar periódicamente los equipos críticos acorde a las prácticas de ingeniería reconocidas; **se encuentra debidamente acreditada**, a partir de la revisión del Informe del Ensayo No Destructivo de la Tina de Circulación y el Chikzan², cuyo especialista, a cargo de las mediciones, **recomendó realizar la próxima inspección del manifold en abril de 2018 y del Chikzan en febrero de 2018**; sin embargo, el Administrado

² Presentado mediante Carta Nro. OLY-EHS-198-2018 – Expediente N° 201800090781.

no las efectuó; conforme se sustentó en el Informe de Instrucción N° 1019-2018-OS-DSHL-USEE, de fecha 13 de noviembre de 2018.

En ese sentido, **se imputa al Administrado infringir lo establecido en el artículo 148°** del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburo, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, **sobre Especificaciones API**, el cual establece que: Con relación al equipo de perforación y a la actividad de perforación, se deben emplear las prácticas recomendadas por el API (última edición), o cualquier otro instituto de prestigio internacional, normalmente empleadas en la industria petrolera, indicándose sin que tenga carácter limitativo las siguientes:

(...)

RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de Pozos.

En concordancia con ello, **la RP 54 Prácticas recomendadas de seguridad industrial en la perforación de Pozos**, señala:

(...)

9 Equipos de plataforma de perforación y servicios de pozos

9.16 INSPECCIÓN DE EQUIPO CRITICO

9.16.1 Los equipos críticos deben ser inspeccionados periódicamente según lo recomendado por el fabricante o de acuerdo con las prácticas de ingeniería reconocidas.

Conforme se señaló, en su Carta Nro. OLY-EHS-198-2018, el Administrado presentó el Informe del Ensayo No Destructivo de la Tina de Circulación y el Chikzan, de cuya revisión se constató lo siguiente:

- el 10 de octubre de 2017, se midió el espesor de las líneas del Manifold de Circulación por el método ultrasonido (pulso-contacto) y,
- el 25 de agosto de 2017, se realizó la inspección de fisuras en el Chikzan de Stand Pipe por el método de Partículas Magnética Húmedas.

Como resultado de las mediciones, no se encontraron observaciones que impidan sus usos; **recomendándose realizar la próxima inspección del manifold en abril de 2018 y del Chikzan en febrero de 2018**; como una práctica de ingeniería recomendada; sin embargo, el Administrado no efectuó las inspecciones de acuerdo a lo recomendado, configurándose el presente incumplimiento.

En relación a lo alegado por el Administrado, debe señalarse que, tanto el artículo 148° como el 172° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM, se encuentran dentro del Título IV sobre la Perforación, por lo que ambas actividades (perforación del pozo y completación del pozo), son consideradas en el mencionado Reglamento, dentro de la misma actividad que es la de PERFORACIÓN.

Asimismo, el artículo 104° **sobre la aplicación de reglas técnicas y normas**, que se encuentra dentro del Título IV del citado Reglamento, señala lo siguiente: *“Las normas, técnicas y especificaciones que se utilizan en la perforación de Pozos, tanto en la fase de Exploración como de Explotación, son similares, diferenciándose solamente en la mayor exigencia respecto a la seguridad de la operación exploratoria, debido al desconocimiento de las condiciones del subsuelo. Una vez conocida el área, dichas normas se adaptarán, con la debida justificación, a las condiciones reales que se encuentren. Las normas indicadas en este*

título son aplicables a los equipos de servicio y reacondicionamiento de Pozos, en lo que corresponda. (...)”.

En ese sentido, las normas técnicas y especificaciones que se utilizan en la perforación de Pozos, tanto en la fase de Exploración como de Explotación son similares. Asimismo, todas las normas indicadas en el Título IV son aplicables a los equipos de servicio y reacondicionamiento de Pozos, en lo que corresponda; por lo que carece de sustento lo señalado en éste extremo.

En relación a la aplicación del API RP 54, se debe señalar que, sí contempla la actividad que se venía realizando al momento en que sucedió la emergencia, tal como indica la denominación del Estándar en cuestión: “Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations”, que traducido al castellano sería “Práctica recomendada para la seguridad laboral en operaciones de perforación y servicio de pozos de petróleo y gas”.

Por otro lado, respecto a lo señalado por el Administrado, en el sentido que, su proveedor de servicio de inspección sugiere actualizar la inspección en un plazo menor al establecido por el estándar, que los accesorios no han acumulado la cantidad de horas de trabajo equivalentes al período establecido por normativa, lo que ha sido remitido a Osinergmin con estadísticas, así como, que su proveedor acredita que los accesorios de sus equipos cumplen con las exigencias de la normativa; debe indicarse que no presenta documentación que sustente lo afirmado.

Con relación a la trazabilidad del análisis de pozos realizados por el RIG JR-7 (período 2017 y 2018) y la aplicación del estándar API RP 8B, debemos señalar que la misma tiene la siguiente denominación (transcrito en su idioma original): “*Recommended Practice for Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Hoisting Equipment*”; cuya traducción sería la siguiente: “Práctica recomendada para procedimientos de inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de equipos de elevación”. Asimismo, en el Catálogo API 2019 publicado por el American Petroleum Institute se indica que el API RP 8B “*proporciona pautas y establece requisitos para la inspección, mantenimiento, reparación y remanufactura de artículos de equipos de elevación fabricados de acuerdo con la Especificación 8A, Especificación 8C o ISO 13535, utilizados en operaciones de perforación y producción, con el fin de mantener la capacidad de servicio de este equipo*”. De ello se extrae que, la norma API RP 8B no resulta aplicable para los equipos observados, Manifold de tina de workover y Chicksan al no ser considerados como parte de los **Equipos de elevación**, por lo que, los argumentos del Administrado, en este sentido, no resultan amparables.

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; por lo que, corresponde imponer la sanción prevista en la norma.

- 12.4. Como **incumplimiento N° 2** se imputó que el Administrado no cumplió con realizar la completación del pozo empleando la técnica más segura para la operación, de acuerdo a lo señalado en el artículo 166° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM; el cual establece: “Artículo 166.- De la Completación y Prueba del Pozo

166.1 La Completación del Pozo se efectuará ajustando el Plan de Trabajo original, de acuerdo a las condiciones encontradas o halladas durante la perforación, empleándose las técnicas más apropiadas y seguras usadas para esta operación en la industria del petróleo. (...)”

En su escrito de descargos, el Administrado presentó determina información, de cuyo análisis se concluye lo siguiente:

- a. Se revisaron los nueve (9) reportes diarios de perforación, los diez (10) reportes diarios de fluidos de perforación (lodos) y los cinco (5) reportes diarios de geología, correspondientes al pozo PN-62D, nuevo (recientemente perforado), donde ocurrió el siniestro, que forman parte del Anexo PERFORACIÓN, de la Carta N° 80-2018/OLY-LEG, presentada el 1 de junio de 2018³.
Si bien la cromatografía, en dos (2) reportes de geología, registró 2 picos de gas (en concentraciones de 286000 y 361000 ppm) a 2685 y 2830 pies de profundidad, respectivamente⁴, se verifica que estos no fueron citados en los otros reportes (perforación y fluidos de perforación) ni fueron objeto, en consecuencia, de alguna recomendación que haya obligado a variar la secuencia de trabajos programados del equipo de perforación, así como la cantidad y los aditivos de los fluidos de perforación utilizados, a fin de poder controlar y prevenir una posible arremetida o golpe de gas en dicho pozo, cuando estaba siendo perforado.
- b. Se revisó el Programa de Completación del Pozo PN-62D (Plan de Trabajo original) y el Reporte de Completación del Pozo del Servicio de Completación Rig Less del Pozo PN-62D (Plan de Trabajo ejecutado)⁵ y se verifica que, el Administrado cumplió con efectuar el sentado del tapón mecánico y con probar la eficiencia de su sentado (prueba de hermeticidad) a la profundidad y presión recomendadas, es decir a 525 pies y 2000 psi, respectivamente.

En este sentido, se ha comprobado que las condiciones de operación no sufrieron variaciones y, en consecuencia, al no reportarse situaciones que pudieran haber puesto en riesgo la seguridad de las instalaciones, durante la perforación del pozo PN-62D, su completación se efectuó ajustado al Plan de Trabajo original, en lo que respecta a fijar el tapón mecánico, desde el punto de vista técnico, a la profundidad más apropiada en ese momento; por lo que se verifica que el Administrado cumplió con lo establecido en el artículo 166° del Reglamento de aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

En ese orden, se verifica que el Administrado no habría incurrido en una conducta infractora, por lo que, corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador, de acuerdo a lo establecido en el literal a) del artículo 17° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin⁶.

³ Ingresado inicialmente como expediente N° 201800092726 (Ya fue anexado al expediente 201800089328).

⁴ Ver primera página del Informe de Investigación: DESCONTROL DEL POZO: OLY – LA ISLA XIII – 2 – PN – 62D, realizado por el Consultor, Ingeniero Jaime Villanueva, remitido como Anexo 10: Informe de Especialista Jaime Villanueva, del Adjunto 1 de la Carta N° OLY-EHS-198-2018, presentada al Osinergmin el 14 de agosto del 2018 (Ingresó como expediente N° 201800090781).

⁵ Dichos documentos forman parte del Anexo COMPLETACIÓN, de la Carta N° 80-2018/OLY-LEG, presentada al Osinergmin el 1 de junio del 2018 (Ingresó como expediente N° 201800092726).

⁶ Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin aprobado por

Finalmente, considerando que, no está en cuestionamiento la calificación del venteo de gas natural como inevitable, dispuesto en la Resolución Directoral N° 128-2018-MEM/DGH, de fecha 31 de julio de 2018, no corresponde pronunciarnos en éste extremo.

Por lo tanto, de conformidad con el numeral 22.1 del artículo 22⁷ del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin, corresponde disponer el archivo del procedimiento administrativo sancionador, en éste extremo.

- 12.5. Como **incumplimiento N° 3** se concluye que, **la infracción administrativa**, referida a que, el Administrado, en el cambio del cabezal de pozo de 5½" x 2000 psi, no cumplió con usar brida integral en el cuerpo inferior del cabezal; **se encuentra debidamente acreditada**, a partir de la emergencia ocurrida el 27 de mayo de 2018, asimismo, de la revisión al Informe End of Job Report Control del Pozo PN62D, en el cual se verificó que en el cambio del cabezal de pozo de 5½" x 2000 psi usó un cabezal de producción de 5 ½" x 2000 psi; sin embargo, ese cabezal no era el adecuado para la intervención de pozo en operaciones con equipo de Workover, toda vez que existen cabezales bridados integrados (compactos) para realizar este tipo de trabajo, conforme se sustentó en el Informe de Instrucción N° 1019-2018-OS-DSHL-USEE, de fecha 13 de noviembre de 2018.

En ese sentido, el Administrado incumplió la disposición técnica y de seguridad contenida en el artículo 167° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM; el cual establece:

Los Cabezales de Pozos deben tener las siguientes características:

(...)

e) El cuerpo inferior del cabezal debe ser de brida integral y tener por lo menos una salida lateral para ser usada con brida o pernos prisioneros. (...)"

La exigencia normativa de utilizar un cabezal bridado responde a la necesidad de proteger la seguridad de las instalaciones y, en consecuencia, la del personal durante la etapa de completación de un pozo, ya sea exploratorio, de desarrollo, nuevo o recientemente perforado, como en el caso del pozo de desarrollo PN-62D; sobre todo si las arenas de la formación salina del Yacimiento La Isla, de dicho pozo, no se encontraban en fase de depletación, tal como aduce el Administrado, toda vez que, la formación Salina que atraviesa el pozo de desarrollo PN-62D pertenece al bloque donde solo existen dos (2) pozos productores (OLY-La Isla-XIII-2-28D y SX38)⁸, y además, porque no se tiene la certeza de que

Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD

Artículo 17.- Archivo de la instrucción

Previo evaluación debidamente fundamentada, el órgano instructor declara el archivo de la instrucción, en los siguientes supuestos:

- a) No identifique una conducta infractora de acuerdo con la Tipificación aprobada por el Consejo Directivo.

⁷ 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 22.- Órgano Sancionador

22.1 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.

⁸ La información sobre estos 2 pozos se cita en el numeral 3. Geología, de la Prognosis del pozo de desarrollo OLY-La Isla-XIII-2- 62D (RECOMENDACIÓN DE PERFORACION POZO OLY-LA ISLA-XIII-2-62D), que forma parte del Anexo RESERVORIOS, de la Carta N° 80-2018/OLY-LEG, presentada al Osinergmin el 1 de junio del 2018 (Ingresó como expediente N° 201800092726).

la zona productiva de los otros dos (2) pozos perforados, productores, dentro de dicho yacimiento estén conectados realmente con la misma zona del pozo de desarrollo, PN-62D, nuevo perforado.

Por lo expuesto, no es correcta la justificación el Administrado, de haber utilizado un cabezal de producción roscado, de un solo cuerpo y de baja presión, porque de haber sido cierto que las arenas de la Formación Salina del pozo de desarrollo PN-62D se encontraban en fase de depletación, esto hubiera significado que sus características propias, a nivel de reservorio, debieron ser similares al de los otros 2 pozos de desarrollo, vecinos, perforados en el Yacimiento La Isla; además, si sus arenas productivas hubieran estado efectivamente conectadas a las del pozo PN-62D, donde ocurrió el siniestro, su comportamiento debió ser predecible y por lo tanto, no se hubiera incrementado la presión en dicho pozo, por la instalación del tapón mecánico, que fácilmente superó los 1600 psi⁹, lo cual fue la fuente causante del golpe de gas que se mantuvo permanente y no declinaba.

En relación lo indicado en sus **descargos al Informe Final de Instrucción**, señalamos lo siguiente:

Sobre las pruebas de presión a las que fue sometido el cabezal del pozo, debemos señalar que ese aspecto no se cuestiona en el presente procedimiento sancionador, teniendo en cuenta que el incumplimiento está referido a que, el cabezal usado, en el pozo siniestrado, no tenía la configuración que establece el artículo 167° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

Además, se debe indicar que existe una diferencia entre Cabezales de Producción y Cabezales de Workover, pues estos últimos son resistentes a la abrasión generada por la arena durante su limpieza por circulación o flowing que fue lo que generó el daño en el pozo, su material es de una metalurgia de alta resistencia en el acero empleado en su elaboración y debido al tratamiento térmico que mejora su dureza.

En relación a la Resolución Directoral N° 128-2018-MEM/DGH del 31 de julio de 2018, se debe señalar que, califica al venteo, realizado por el Administrado, como inevitable por la emergencia ocurrida (surgencia o golpe de gas, agua y arena de fractura a alta presión); sin que ello exima al Administrado de su responsabilidad administrativa por cumplir las normas técnicas y de seguridad en materia de hidrocarburos.

En el presente caso, desde el momento que se realizó la instalación de un cabezal, se cometió una infracción, por lo que, la falta de resistencia del cabezal, ante un evento como el ocurrido, no era imprevisible.

En ese orden, el hecho que se califique a un venteo de gas natural como inevitable, por la ocurrencia de una emergencia, es decir que la única opción que se tuvo en ese momento fue la de ventear el gas natural; no implica la exoneración del cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad en la realización de sus actividades.

⁹ Dicho valor de presión es citado en la quinta página del Informe de Investigación: DESCONTROL DEL POZO: OLY – LA ISLA XIII – 2 – PN – 62D, realizado por el Consultor, Ingeniero Jaime Villanueva (Ver Anexo 10: Informe de Especialista Jaime Villanueva, del Adjunto 1 de la Carta N° OLY-EHS-198-2018, presentada al Osinergmin el 14 de agosto del 2018 con expediente N° 201800090781.

Por lo expuesto, los medios probatorios y argumentos, del Administrado, no han 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; por lo que, corresponde imponer la sanción prevista en la norma.

- 12.6. Como **incumplimiento N° 4** se imputó que el Administrado incumplió lo establecido en el artículo 110° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM; el cual establece:

“Artículo 110°.- Operación por Subcontratista calificado

El Contratista deberá verificar que la empresa que ejecute la perforación tenga la experiencia, el equipo necesario y los medios adecuados para llevar a cabo la perforación de acuerdo a la prognosis y, de ser el caso, para resolver los problemas que se presenten en la perforación del Pozo.”

De la lectura del citado artículo se desprende que la operación debe ser realizada por un subcontratista calificado. En este sentido, la empresa Contratista tiene la obligación de verificar que la empresa que ejecute la perforación cumpla con lo siguiente: i) la experiencia; ii) el equipo necesario; y, iii) los medios adecuados para llevar a cabo la perforación.

En el presente caso, la presente imputación se sustenta en que la empresa fiscalizada presentó documentos que acreditan la asistencia y la certificación en Well Control del personal de Olympic como de la compañía de servicios para un Nivel Introductorio debiendo ser de un nivel más avanzado; sin embargo, la norma antes citada no exige que el personal de la empresa subcontratista deba contar con un curso de Well Control de nivel más avanzado para acreditar que es calificada.

En ese orden, se verifica que el Administrado no habría incurrido en una conducta infractora, por lo que, corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador, de acuerdo a lo establecido en el literal a) del artículo 17° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin¹⁰.

Por lo tanto, de conformidad con el numeral 22.1 del artículo 22¹¹ del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin, corresponde disponer el archivo del procedimiento administrativo sancionador, en éste extremo.

- 12.7. Como **incumplimiento N° 5** se imputó que el Administrado no presentó la información requerida por Osinergmin mediante el Oficio N° 1929-2018-OS-DSHL notificado el 01 de agosto de 2018, configurándose infracción sancionable de acuerdo a lo previsto en el artículo 293° del Reglamento de aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

Cabe señalar que, de la revisión de la Carta N° 174-2018/OLY-DSHL y sus anexos¹² recibida el 01 de octubre de 2018, se verifica que el Administrado presentó lo siguiente:

- El instructivo de completación sin equipo de Workover. - Ver anexo 1 de la carta citada.

¹⁰ Ídem 6.

¹¹ Ídem 7.

¹² Ingresó como expediente N° 201800090781.

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL

- El sustento técnico-operativo de bajar el tapón WRP a 525 pies de profundidad y no a una profundidad mayor, siendo el pozo uno recientemente completado. - Ver anexo 3 de la carta citada.
- Reporte de inspección del tapón WRP después de la emergencia. - Ver anexo 4 de la carta citada.
- La densidad del fluido de circulación, antes de bajar tubería con pescante, a fin de pescar el tapón WRP sentado a 525 pies. - Ver anexo 6 de la carta citada.
- Reportes de inspección del equipo JR-07, antes y después de la emergencia. - Ver anexo 8 de la carta citada.
- Las políticas y procedimientos de integridad de pozos bajo el concepto de barrera de pozo, ni la cantidad de barreras de seguridad que contaban en el pozo antes de la emergencia. Al respecto, la empresa fiscalizada menciona que se ha implementado como política vigente a la fecha, la actualización de procedimientos operativos asegurando la incorporación y refuerzo de las buenas prácticas existentes en el sector, referido a estos aspectos, lo cual incluye (Tapones, Densidad de fluidos de control, Metodología "Barreras de Pozos", Controles, etc.), entre otros.
- La relación del personal presente durante la emergencia, asimismo no entregaron sus declaraciones y la cadena de responsabilidad. - Ver anexo 9 de la carta citada.

En ese orden, se verifica que el Administrado, dentro del plazo otorgado, presentó toda la información requerida por Osinergmin, por lo que, no habría incurrido en una conducta infractora. En ese sentido, corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador, de acuerdo a lo establecido en el literal a) del artículo 17° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin¹³.

Por lo tanto, de conformidad con el numeral 22.1 del artículo 22¹⁴ del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de Osinergmin, corresponde disponer el archivo del procedimiento administrativo sancionador, en éste extremo.

12.8. Por lo expuesto, se concluye que, el Administrado incumplió lo establecido en los artículos 148° y 167° (literal e) del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2004-EM; incurriendo en infracciones administrativas sancionables de conformidad con el numeral 2.1.1 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.

13. **DETERMINACIÓN DE LAS SANCIONES:**

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

Por Resolución de Consejo Directivo N° 271-2012-OS/CD, se aprobó la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, la cual contempla las sanciones que podrán aplicarse

¹³ Ídem 6.

¹⁴ Ídem 7.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

respecto de los incumplimientos a sancionar en el presente procedimiento administrativo sancionador:

N°	Incumplimiento	Base Legal Infringida	Tipificación de Hidrocarburo	Sanciones Aplicables según la Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos ¹⁵
1	No cumple con inspeccionar periódicamente los equipos críticos acorde a las prácticas de ingeniería reconocidas.	Artículo 148° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburo, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.	2.1.1	Multa de hasta 42,000 UIT, CIE, RIE, STA, SDA, PO.
3	No cumple con usar brida integral en el cuerpo inferior del cabezal.	Literal e) del artículo 167° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.	2.1.1	Multa de hasta 42,000 UIT, CIE, RIE, STA, SDA, PO.

El artículo 25° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de e 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.

CÁLCULO DE LA MULTA: De conformidad con las pautas, criterios y metodología dispuestos en la Resolución de Gerencia General N° 352-2011 y modificatorias, se aprueba la fórmula a aplicar para el presente caso, la determinación de la multa será calculada mediante lo siguiente:

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

Donde:

- M = Multa estimada.
- B = Beneficio generado por la infracción al cual se le descuenta el impuesto a la renta (costo evitado o postergado)¹⁶
- α = Porcentaje del perjuicio que se carga en la multa administrativa.
- D = Valor del perjuicio o daño provocado por la infracción.¹⁷
- p = Probabilidad de detección.
- A = $(1 + \sum Fi / 100)$ = Atenuantes y/o Agravantes.
- Fi = Es el valor asignado a cada factor agravante o atenuante aplicable.

¹⁵ Leyenda: UIT: Unidad Impositiva Tributaria; CE: Cierre de Establecimiento; CI: Cierre de Instalaciones; RIE: Retiro de Instalaciones y/o equipos; STA: Suspensión Temporal de Actividades; SDA: Suspensión Definitiva de Actividades; PO: Paralización de Obras.

¹⁶ Costo Evitado: inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente y que no fueron efectivamente realizadas. Costo Postergado: inversiones que debieron realizarse para cumplir con la normativa vigente en un determinado momento, pero fueron efectivamente realizadas con posterioridad.

¹⁷ Daño: Concepto establecido en base al Documento de Trabajo N° 18 de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin y a los criterios actualmente empleados en los casos de accidentes, cuyo daño se manifiesta mediante algún tipo de lesión, para lo cual se hace uso los de valores establecidos por el Instituto Nacional Americano de Normas ANSI (por sus siglas en inglés), sobre los días de incapacidad que son asignados a las personas producto de una lesión.

RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL

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

- **FACTOR DE PROBABILIDAD DE DETECCIÓN (P)**: Para este caso, se encontrará asociado a una probabilidad de detección del 100%.
- **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (αD)**: En el presente caso no considera el factor daño¹⁸, por lo que para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor de cero (0).
- **VALOR DEL FACTOR A**: La unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes por lo cual la sumatoria es igual a "0". De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.
- **BENEFICIO ILÍCITO (B)**: Considerando que el Administrado no cumplió con lo establecido en el artículo 148° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, ha obtenido un beneficio ilícito equivalente a 3.40 UIT. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo evitado.

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

Presupuestos	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
INSPECCIÓN DE COMPONENTES CRÍTICOS - EQUIPO DE Workover JR-7 - POZO PN-62D - LOTE XIII Materiales e informes. - 1. - Componentes y accesorios de manifold de tina (inspección por método de ultrasonido) = 550.00 US\$ 2. - Chicksan de stand pipe (inspección por método de partículas magnéticas húmedas) =250.00 US\$ 3. - Informes correspondientes=110.00 US\$/informe*2 informes=220.00 US\$ Equipo: Camioneta= 63.00 US\$/día*2 días=126.00 US\$ Herramientas = 80.00 US\$/día*2 días=160.00 US\$	1 306.00	No aplica	163.01	251.59	2 015.69
ALQUILER DE EQUIPO DE Workover JR-7 que realizaba Completación del Pozo PN-62D - LOTE XIII Nota: Se continuó con la actividad de completación usando los componentes con fecha de	1 463.00	No aplica	188.88	251.59	1 948.68

¹⁸ 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.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

inspección vencida.					
Costo del alquiler del equipo de perforación=3,360.00 US\$/día/equipo x 1 día* 1 equipo * 10 hrs / 24 hrs = 1,400.00 US\$ Camioneta= 63.00 US\$/día/camioneta x 1 día*1 camioneta = 63,00 US\$					
Costo de mano de obra en supervisión: 1 Profesional Especializado de Nivel 1 Senior - Company Man (10 hrs)= 75 US \$/hr x 10 hrs= 750 US \$ 1 Profesional de Nivel 1-Jefe de Equipo (10 hrs)=47 US \$/hr x 10 hrs= 470 US \$ 1 Profesional de Nivel 2 - Supervisor de Seguridad (10 hrs)= 35.00 US \$/hr x 10 hrs = 350 US \$	1 570.00	No aplica	233.50	251.59	1 691.59
Fecha de la infracción y/o detección					Mayo 2018
Costo evitado y/o postergado a la fecha de la infracción					5 655.96
Costo evitado y/o postergado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					3 987.45
Fecha de cálculo de multa					Febrero 2019
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					9
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo evitado y/o postergado a la fecha del cálculo de multa en \$					4 297.80
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.32
Valor actual del costo evitado y/o postergado a la fecha del cálculo de multa en S/					14 282.03
Factor B de la Infracción en UIT					3.40
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					1.00
Multa en UIT					3.40

Notas:

- IPC: Índice del Precio al Consumidor según Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.
- Fuente: Costos del Osinergmin realizados en base al D.S. N° 032-2004-EM.

El total de la multa expresado en Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por el incumplimiento del artículo 148° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, asciende a **3.40 UIT**.

$$\text{Multa} = ((3.40 + 0) / 1) * 1 = 3.40 \text{ UIT}$$

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

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

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

- **PORCENTAJE DEL DAÑO DERIVADO DE LA INFRACCIÓN (α D):** En el presente caso no considera el factor daño¹⁹, por lo que, para efectos matemáticos, se atribuye a este factor el valor de cero (0).
- **VALOR DEL FACTOR A:** La unidad no ha reportado factores atenuantes y agravantes por lo cual la sumatoria es igual a "0". De la aplicación matemática del factor A se obtiene como resultado el valor de 1.
- **BENEFICIO ILÍCITO (B):** Considerando que el Administrado no cumplió con lo establecido en el Literal e) del artículo 167° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, ha obtenido un beneficio ilícito equivalente a 1.44 UIT. En este caso la metodología que se usa en el cálculo de la multa considera un costo evitado.

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

Presupuestos	Monto del presupuesto (\$)	Fecha de subsanación	IPC - Fecha presupuesto	IPC - Fecha infracción	Presup. a la fecha de la infracción
ALQUILER DE EQUIPO DE CABEZAL DE POZO PARA POZO PN-62D WORKOVER - LOTE XIII	1 000.00	No aplica	188.88	251.59	1 331.98
Costo de mano de obra en supervisión e Instalacion de cabezal: 1 Profesional Especializado de Nivel 1 Senior-Company Man (04hrs)= 75 US \$/hr x 04 hrs= 300 US \$ 1 Profesional de Nivel 1-Jefe de Equipo (04 hrs)=47 US \$/hr x 04 hrs= 188 US \$ 1 Profesional de Nivel 2 - Supervisor de Seguridad (04 hrs)= 35.00 US \$/hr x 04 hrs = 140.00US \$ 1 Winchero x 04 hrs: 28.00 US \$/hr x 04 hrs = 112 US\$ 03 Operadores 20.00 US/Hr= 3 x 20.00 US \$/hr x 04 hrs = 240 US\$	980.00	No aplica	233.50	251.59	1 055.90
Fecha de la infracción y/o detección					Mayo 2018
Costo evitado y/o postergado a la fecha de la infracción					2 387.87
Costo evitado y/o postergado neto a la fecha de la infracción (neto del Impuesto a la Renta)					1 683.45
Fecha de cálculo de multa					Febrero 2019
Número de meses entre la fecha de la infracción y la fecha de cálculo de multa					9
Tasa mensual del costo promedio ponderado del capital (WACC Hidrocarburos = 10.51% anual)					0.8363%
Valor actual del costo evitado y/o postergado a la fecha del cálculo de multa en \$					1 814.48
Tipo de cambio a la fecha de cálculo de multa					3.32
Valor actual del costo evitado y/o postergado a la fecha del cálculo de multa en S/					6 029.69
Factor B de la Infracción en UIT					1.44
Factor D de la Infracción en UIT					0.00
Probabilidad de detección					1.00
Factores agravantes y/o atenuantes					1.00

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.

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 377-2019-OS-DSHL**

Multa en UIT	1.44
---------------------	-------------

Notas:

- IPC: Índice del Precio al Consumidor según Bureau of Labor Statistics: <http://www.bls.gov/>.
- Fuente: Costos del Osinergmin realizados en base al D.S. N° 032-2004-EM.

El total de la multa expresado en Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por el incumplimiento del Literal e) del artículo 167° del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, asciende a **1.44 UIT**.

$$\text{Multa} = ((1.44 + 0) / 1) * 1 = 1.44 \text{ UIT}$$

13.3. En ese sentido, corresponde graduar la sanción a imponer dentro del rango en el numeral 2.1.1 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	Numeración de la tipificación	Sanciones establecidas	Multa aplicable en UIT
1	No cumple con inspeccionar periódicamente los equipos críticos acorde a las prácticas de ingeniería reconocidas.	2.1.1	Multa de hasta 42,000 UIT, CIE, RIE, STA, SDA, PO.	3.40
3	No cumple con usar brida integral en el cuerpo inferior del cabezal.	2.1.1	Multa de hasta 42,000 UIT, CIE, RIE, STA, SDA, PO	1.44

14. En virtud a lo expuesto, corresponde aplicar al Administrado las sanciones indicadas en el numeral 13.3 de la presente Resolución y archivar en los extremos que corresponde.

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° 004-2019-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 la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD y modificatoria;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Disponer el **ARCHIVO** del procedimiento administrativo sancionador iniciado contra la empresa **OLYMPIC PERU INC SUCURSAL DEL PERU**, respecto de los **incumplimientos N° 2, 4 y 5** señalados en el numeral 4 de la presente Resolución, por las razones expuestas en la parte considerativa.

Artículo 2.- SANCIONAR a la empresa **OLYMPIC PERU INC SUCURSAL DEL PERU** con una multa ascendente a **3.40 UIT**: Tres con cuarenta centésimas (3.40) 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: 1800089328-01

Artículo 3.- SANCIONAR a la empresa **OLYMPIC PERU INC SUCURSAL DEL PERU** con una multa ascendente a **1.44 UIT**: Una con cuarenta y cuatro centésimas (1.44) Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por el incumplimiento N° 3 señalado en el numeral 4 de la presente Resolución.

Código de Pago de Infracción: 1800089328-02

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 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 **OLYMPIC PERU INC SUCURSAL DEL PERU**, el contenido de la presente Resolución.

«image:osifirma»

**Gerente de Supervisión de
Hidrocarburos Líquidos**