

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

SALA 2

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

Lima, 10 de julio del 2020

VISTO:

El Expediente N° 201800130073 que contiene el recurso de apelación interpuesto por GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A., representada por el señor Renzo Yvan Atalaya Peña, contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL del 13 de enero de 2020, mediante la cual se la sancionó con multa por incumplir los Reglamentos aprobados por Decretos Supremos N° 032-2004-EM y N° 43-2007-EM, así como el Procedimiento aprobado por la Resolución N° 223-2012-OS/CD.

¹ Cabe precisar que mediante la citada resolución la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos dispuso el archivo de los incumplimientos Nos. 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 13 y 12 en el extremo de las Baterías de Producción 191, 194, 204 y 5058.

² Decreto Supremo N° 032-2004-EM
Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
"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 normativa vigente que aprueba la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERG."

³ Resolución N° 271-2012-OS/CD
Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos
1. No proporcionar o proporcionar a destiempo la información y/o documentación requerida por Osinergmin y/o por reglamentación
1.10. Información sobre Exploración y Explotación de Hidrocarburos
Base legal: artículo 293° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.
Multa: hasta 950 UIT

⁴ Decreto Supremo N° 032-2004-EM
Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
"Artículo 244.- Uso de Gas Natural
El uso de Gas Natural está determinado en el artículo 44 de la Ley, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con las disposiciones legales vigentes en materia ambiental.
El Gas Natural que no sea vendido durante un período de valorización podrá ser destinado a los siguientes fines, dentro o fuera del Área de Contrato, sin implicancia en la determinación de la retribución o regalía:
(...)
4. Quemado, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.
(...)
Los Programas de Quemado realizados para prueba de Pozos y de acuerdo a la capacidad productiva de cada Pozo, batería y/o plataforma serán presentados a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), para su aprobación por lo menos quince (15) días hábiles antes de la prueba del Pozo. La DGH deberá aprobarlos o de ser el caso, presentar las observaciones que estime pertinentes en un plazo no mayor de tres (03) días hábiles, las cuales deberán ser levantadas por el Contratista en un plazo no mayor de tres (03) días hábiles. En este último caso, la DGH contará con un plazo de tres (03) días hábiles para emitir la correspondiente Resolución.
Una vez aprobados dichos programas, el Contratista deberá presentarlos al OSINERGMIN, por lo menos cinco (05) días hábiles antes de la operación de quemado".

Ley N° 26221
Ley Orgánica de Hidrocarburos
"Artículo 44.- El Gas Natural que no sea utilizado en las operaciones podrá ser comercializado, reinyectado al reservorio o ambos por el Contratista. En la medida en que el Gas Natural no sea utilizado, comercializado o reinyectado, el Contratista previa aprobación del Ministerio de Energía y Minas, podrá quemar el gas".

CONSIDERANDO:

1. Mediante Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL¹ del 13 de enero de 2020, se sancionó a GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A., en adelante GRAÑA Y MONTERO, con una multa total de 17.82 (diecisiete con ochenta y dos centésimas) UIT por incumplir el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM y el Procedimiento de Declaraciones Juradas de Cumplimiento de Obligaciones relativas a las Condiciones Técnicas y de Seguridad de las Unidades Supervisadas – PDJ aprobado por la Resolución N° 223-2012-OC/CD, conforme se detalla en el siguiente cuadro:

N°	INFRACCION	TIPIFICACIÓN	SANCIÓN
1	<p>Al artículo 293° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM²</p> <p>No cumplir con remitir la información requerida por Osinergmin En la visita de supervisión realizada del 20 al 24 de agosto de 2018, se requirió a la empresa fiscalizada determinada información, la cual fue consignada en el Anexo I del Acta de Visita de Supervisión y/o Fiscalización N° 0004202, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles para la presentación de la misma. La empresa fiscalizada ha cumplido con remitir cierta información, pero no toda la información que le fue solicitada. A continuación, se detalla la información que se solicitó y que no ha sido remitida:</p> <p>a) Relación y ubicación de los Medidores de Gas, Programa de Calibración y Registros de cumplimiento de los Medidores de Gas instalados en las Baterías de Producción 191, 204, 194 y 5058 del Lote IV, las cuales fueron supervisadas en la presente visita de supervisión.</p> <p>b) Hoja de Datos técnicos (Data Sheet) del Quemador del Lote IV (número local, marca, diámetro, altura, entre otros datos).</p>	1.10 ³	0.87 UIT
2	<p>Al artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM⁴, en concordancia con el artículo 44° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221</p> <p>Realizar la quema de gas natural sin contar con la autorización de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas La empresa fiscalizada obtuvo autorización de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Directoral N° 095-2018-MEM/DGH, para la quema de gas natural en sus operaciones en el Lote IV del 1 de julio al 31 de diciembre de 2018; sin embargo, de la revisión de la documentación presentada por la</p>	2.1.1 ⁵	11.09 UIT

⁵ Resolución N° 271-2012-OS/CD

Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos

2. Técnicas y/o de seguridad

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

2.1.1. En exploración y explotación

Base legal: Artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM

Multa: hasta 42,000 UIT

⁶ Decreto Supremo N° 043-2007-EM

Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos

“Artículo 77.- Conexión a tierra de los sistemas eléctricos e instalación de pararrayos

(...)

77.3 En los lugares donde se puedan presentar descargas eléctricas atmosféricas, se debe instalar un pararrayos conectado a tierra de acuerdo al Código Nacional de Electricidad o NEC o NFPA 780”.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

	<p>empresa fiscalizada durante la supervisión realizada del 20 al 24 de agosto de 2018 (citada en el Anexo I del Acta de Visita de Supervisión y/o Fiscalización N° 0004202), se verificó que en el Lote IV se quemó gas natural en el mes de julio del 2018 por encima del volumen autorizado, considerando que, para el citado mes, el volumen máximo autorizado de gas natural a ser quemado fue de 112.18 MMPC y la empresa fiscalizada quemó 113.54 MMPC.</p>		
10	<p>Al artículo 77° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM⁶</p> <p>No contar con pararrayos en la Estación de Compresor 205 del Lote IV, lugar expuesto a descargas eléctricas atmosféricas.</p> <p>En la visita de supervisión realizada del 20 al 24 agosto del 2018 a las instalaciones del Lote IV, se constató que, en la Estación de Compresión 205 (lugar expuesto a descargas eléctricas atmosféricas), la empresa fiscalizada no ha cumplido con efectuar la instalación de pararrayos.</p>	2.5 ⁷	1.92 UIT
	<p>Al artículo 7° del Procedimiento aprobado por la Resolución N° 223-2012-OS/CD⁸</p> <p>No cumplir con declarar, dentro del plazo legal, el levantamiento de la observación declarada como obligación incumplida en la Declaración Jurada PDJEE</p> <p>En la visita de supervisión realizada del 20 al 24 de agosto de 2018, a las Baterías: 191, 194, 204, 5058, y a la Estación de Compresión 205, de responsabilidad de la empresa fiscalizada, se observó la presentación de las Declaraciones Juradas con obligaciones declaradas como no cumplidas y que no han sido subsanadas dentro del plazo legal establecido, conforme con el siguiente detalle:</p> <p>Declaración Jurada N° 14060-20170901-055711-303-6905 de la Batería de Producción 191:</p> <p>En el ítem 12.4 ante la pregunta: ¿Se ha efectuado la clasificación de</p>		

⁷ Resolución N° 271-2012-OS/CD
Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos
2. Técnicas y/o de seguridad
2.5. Incumplimiento de las normas de conexión a tierra, pararrayos y/o similares
Base legal: Artículo 77° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 043-2007-EM
Multa: hasta 600 UIT

⁸ Resolución N° 223-2012-OS/CD
Procedimiento de Declaración Jurada de cumplimiento de Obligaciones relativas a las condiciones técnicas y de seguridad de las Unidades Supervisadas – PDJ
“Artículo 7.- Plazo perentorio para subsanar incumplimientos
En el caso que el titular manifieste a través de su declaración jurada anual que no cumple con alguna(s) de las obligaciones contenidas en la normativa técnica y de seguridad, deberá cumplir con lo siguiente:
7.1 Durante un (1) mes, contado desde el término del plazo establecido en el Cronograma, el titular deberá subsanar las observaciones e ingresar a la plataforma virtual para declarar el levantamiento de las mismas, adjuntando, de ser necesarios, los respectivos medios probatorios.
(...)”.

⁹ Resolución N° 271-2012-OS/CD
Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos
1. No proporcionar o proporcionar a destiempo la información y/o documentación requerida por Osinergmin y/o por reglamentación
1.12. Incumple con presentar la Declaración Jurada de condiciones técnicas y de seguridad de las unidades supervisadas – PDJ, o no declara dentro de los plazos, medios o formatos establecidos en el presente procedimiento; en caso de empresas contratistas a cargo de la exploración y explotación de hidrocarburos, consumidores directos con capacidad menor o igual a 1000 galones, así como barcazas, chatas o buques tanques.
Base legal: Resolución N° 223-2012-OS/CD y Procedimiento Anexo
Multa: hasta 600 UIT

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

<p>áreas según la norma API RP-500 o equivalente?, la empresa fiscalizada afirma que “NO CUMPLE”; asimismo, en la fecha de cierre de la visita de supervisión GRAÑA Y MONTERO entregó el plano de área clasificada S02003-191-E-P-701 de fecha 13 de enero de 2017 con la intención de evidenciar el cumplimiento de lo declarado.</p> <p>Al respecto, se revisó dicho plano (el cual es anterior a la fecha de la declaración) donde se muestra que la instalación tiene 2 volumeters, 1 separador, 1 zona de tanques y 1 manifold; sin embargo, se constató durante la supervisión, que la Batería 191 tiene adicionalmente 2 separadores y 2 volumeters. Por lo tanto, la Batería 191 no tiene todos sus equipos con su debida clasificación de áreas eléctricas acorde a la norma API RP-500 y, asimismo, la empresa fiscalizada no cumplió con subsanar la observación a la declaración en el plazo de 1 mes posterior a la Declaración Jurada PDJEE (1 de setiembre de 2017).</p> <p>Declaración Jurada N° 14060-20170901-065615-303-6924 de la Batería 194:</p> <p>En el ítem 12.4 ante la pregunta: ¿Se ha efectuado la clasificación de áreas según la norma API RP-500 o equivalente?, la empresa fiscalizada afirma que “NO CUMPLE”; asimismo, GRAÑA Y MONTERO, en la fecha de cierre de la visita de supervisión, entregó el plano de área clasificada S02003-194-E-P-701 de fecha 13 de enero de 2017 con la intención de evidenciar el cumplimiento de lo declarado.</p> <p>Al respecto, indicamos que se revisó dicho plano (el cual es anterior a la fecha de la declaración) donde se muestra que la instalación tiene 2 volumeters, 1 separador, 1 zona de tanques y 1 manifold; sin embargo, se constató durante la supervisión, que la Batería 194 tiene adicionalmente 4 separadores y 2 volumeters. Por lo tanto, la Batería 194 no tiene todos sus equipos con su debida clasificación de áreas eléctricas acorde a la norma API RP-500 y, asimismo, la empresa fiscalizada no cumplió con subsanar la observación a la declaración en el plazo de 1 mes posterior a la Declaración Jurada PDJEE (1 de setiembre de 2017).</p> <p>Declaración Jurada N° 14060-20170901-070407-303-6925 de la Batería 204</p> <p>En el ítem 12.4 ante la pregunta: ¿Se ha efectuado la clasificación de áreas según la norma API RP-500 o equivalente?, la empresa fiscalizada afirma que “NO CUMPLE”; asimismo, GRAÑA Y MONTERO, en la fecha de cierre de la visita de supervisión, entregó el plano de área clasificada S02003-204-E-P-701 de fecha 13 de enero de 2017 con la intención de evidenciar el cumplimiento de lo declarado.</p> <p>Al respecto, indicamos que se revisó dicho plano (el cual es anterior a la fecha de la declaración) donde se muestra que la instalación tiene 1 volumeter, 2 separadores, 1 Scrubber de gas, 1 zona de tanques y 1 manifold; sin embargo, se constató durante la supervisión, que la Batería 204 tiene adicionalmente 1 separador. Por lo tanto, la Batería 204 no tiene todos sus equipos con su debida clasificación de áreas eléctricas acorde a la norma API RP-500 y; asimismo, la empresa fiscalizada no cumplió con subsanar la observación a la declaración en el plazo de 1 mes posterior a la Declaración Jurada PDJEE (1 de setiembre de 2017).</p> <p>Declaración Jurada N° 14060-20170901-065812-303-6923 de la Batería 5058</p> <p>En el ítem 12.4 ante la pregunta: ¿Se ha efectuado la clasificación de áreas según la norma API RP-500 o equivalente?, la empresa fiscalizada</p>	
--	--

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

	<p>afirma que “NO CUMPLE”; asimismo, GRAÑA Y MONTERO, en la fecha de cierre de la visita de supervisión, entregó el plano de área clasificada S02003-5058-E-P-701 de fecha 13 de enero de 2017 con la intención de evidenciar el cumplimiento de lo declarado.</p> <p>Al respecto, indicamos que se revisó dicho plano (el cual es anterior a la fecha de la declaración) donde se muestra que la instalación tiene 1 volumeter, 1 separador, 1 zona de tanques con 2 tanques y 1 manifold; sin embargo, se constató durante la supervisión que la Batería 5058 tiene adicionalmente 3 separadores, 2 volumeters y 1 tanque adicional. Por lo tanto, la Batería 5058 no tiene todos sus equipos con su debida clasificación de áreas eléctricas acorde a la norma API RP-500 y; asimismo, la empresa fiscalizada no cumplió con subsanar la observación a la declaración en el plazo de 1 mes posterior a la Declaración Jurada PDJEE (1 de setiembre de 2017).</p> <p>Declaración Jurada N° 114060-20170901-101102-304-6928 de la Estación de Compresión 205</p> <p>En el ítem 2.2 ante la pregunta: ¿La clasificación de áreas se ha efectuado según la norma API RP-500 o equivalentes?, la empresa fiscalizada afirma que “NO CUMPLE”; asimismo, GRAÑA Y MONTERO, en la fecha de cierre de la visita de supervisión, entregó el plano de área clasificada S02003-205-E-P-702 de fecha 13 de enero de 2017 con la intención de evidenciar el cumplimiento de lo declarado.</p> <p>Al respecto, indicamos que se revisó dicho plano (el cual es anterior a la fecha de la declaración) donde se muestra solo la instalación de los separadores y no se consideró el motocompresor de gas de la instalación. Por lo tanto, la Estación de Compresión 205 no tiene su motocompresor con la debida clasificación de áreas eléctricas acorde a la norma API RP-500 y; asimismo, la empresa fiscalizada no cumplió con subsanar la observación a la declaración en el plazo de 1 mes posterior a la Declaración Jurada PDJEE (1 de setiembre de 2017).</p>		
12	<p>Al artículo 237° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM¹⁰</p> <p>No cumplir con efectuar la clasificación de áreas</p> <p>En la visita de supervisión realizada del 20 al 24 de agosto de 2018, a las Baterías: 191, 194, 204, 5058 y la Estación de Compresión 205, de responsabilidad de la empresa fiscalizada, se observó que, mediante las Declaraciones Juradas que se detallan a continuación, declaró no cumplir con haber efectuado la clasificación de áreas en las citadas instalaciones del Lote IV:</p> <p>(...)</p> <p>Estación de Compresión 205</p> <p>e) Conforme lo señalado por la propia empresa fiscalizada en la Declaración Jurada N° 114060-20170901-101102-304-6928 (pregunta 12.4), no ha cumplido con efectuar la clasificación de áreas según la norma API RP-500 o equivalente.</p> <p>Se precisa que, si bien GRAÑA Y MONTERO, en la fecha de cierre de la visita de supervisión, entregó el plano de área clasificada S02003-205-E-P-702 de fecha 13 de enero de 2017, de la revisión del mismo se advierte que se está considerando que la instalación tiene solo determinados separadores y no se consideró el motocompresor de gas de la instalación; por lo tanto, la Estación de Compresión 205 no tiene</p>	2.4 ¹¹	1.26 UIT

¹⁰ Decreto Supremo N° 032-2004-EM
Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
“Artículo 237.- Instalaciones eléctricas

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

	<p>todos sus equipos con su debida clasificación de áreas.</p>		
MULTA TOTAL			17.82 UIT¹²

Como antecedentes, cabe señalar los siguientes:

- a) Del 20 al 24 de agosto de 2018, se realizó la visita de supervisión operativa a las instalaciones del Lote IV ubicado en el distrito de Pariñas, provincia de Talara y departamento de Piura, de responsabilidad de GRAÑA Y MONTERO, conforme consta en el Acta de Visita de Supervisión y/o Fiscalización N° 0004202, cuyo soporte digital consta en el SIGED N° 201800130073, la cual fue debidamente suscrita por el representante de la administrada, quien no consignó observaciones.
- b) Mediante Carta N° GMP 663/2018, remitida con fecha 29 de agosto de 2018, GRAÑA Y MONTERO dio respuesta al requerimiento de información realizado por Osinergmin en la visita de supervisión.
- c) Con Oficio N° 3466-2018-OS-DSHL-USEE, notificado con fecha 19 de diciembre de 2018¹³, la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos en adelante la DSHL, comunicó a GRAÑA Y MONTERO los hechos constatados en la supervisión.

Las instalaciones eléctricas se harán de acuerdo a la última versión de la norma NFPA-70 o equivalentes. La clasificación de áreas se efectuará según la norma API RP-500 o equivalente. Las instalaciones relativas a la electricidad estática y conexiones a tierra cumplirán con la última versión de la norma NFPA-77 o equivalentes”.

¹¹ Resolución N° 271-2012-OS/CD
Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos
2. Técnicas y/o de seguridad
2.4. Incumplimiento de las normas sobre instalaciones y/o sistemas eléctricos
Base legal: artículo 237º del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM
Multa: hasta 350 UIT

¹² Corresponde precisar que para la determinación y graduación de la sanción se aplicaron los criterios previstos en el numeral 25.1 del artículo 25° del Reglamento aprobado por la Resolución N° 040-2017-OS/CD y la Metodología General para la Determinación de Sanciones por Infracciones Administrativas que no cuentan con Criterios Específicos de Sanción aprobada por la Resolución de Gerencia General N° 352.

- d) A través del Oficio N° 142-2019-OS-DSHL-USEE, notificado el 14 de enero de 2019¹⁴, se comunicó a GRAÑA Y MONTERO el inicio del procedimiento administrativo sancionador, adjuntando el Informe de Instrucción N° DSHL-26-2019-OS-DSHL-USEE del 11 de enero de 2019 y otorgándole el plazo de cinco (5) días hábiles para la presentación de sus descargos.
- e) Mediante Carta N° GMP 083/2019 remitida con fecha 21 de enero de 2019, GRAÑA Y MONTERO, solicitó una ampliación de plazo para presentar sus descargos al inicio del procedimiento.
- f) Con Oficio N° 276-2019-OS-DSHL, notificado el 25 de enero de 2019¹⁵, Osinergmin concedió a GRAÑA Y MONTERO una prórroga de plazo por diez (10) días hábiles para la presentación de sus descargos.
- g) Mediante escritos remitidos el 20 y 21 de febrero, 5 de junio y 3 de setiembre de 2019, la administrada formuló sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador.
- h) Con Oficio N° 3649-2019-OS-DSHL-USEE, notificado el 10 de octubre de 2019¹⁶, se remitió a GRAÑA Y MONTERO el Informe Final de Instrucción N° 275-2019-OS-DSHL-USEE del 30 de setiembre de 2019, otorgándole el plazo de cinco (5) días hábiles para la presentación de sus descargos.
- i) Mediante Resolución N° 185-2019-OS/DSHL, notificada con fecha 11 de octubre de 2019, la DSHL dispuso la ampliación del plazo para resolver el procedimiento administrativo sancionador por tres (3) meses adicionales.
- j) A través de la Carta N° GMP 1156/2019, remitida con fecha 17 de octubre de 2019, GRAÑA Y MONTERO reconoció su responsabilidad por las infracciones Nos. 1 y 10.
- k) Mediante escrito presentado con fecha 17 de octubre y 20 de noviembre de 2019, GRAÑA Y MONTERO formuló descargos al Informe Final de Instrucción N° 275-2019-OS-DSHL-USEE del 30 de setiembre de 2019.

ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN

2. Mediante escrito de registro N° 2018000130073 presentado con fecha 3 de febrero de 2020, GRAÑA Y MONTERO interpuso recurso impugnativo¹⁷ contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL de fecha 13 de enero de

¹³ Conforme consta en el SIGED N° 201800130073.

¹⁴ De acuerdo con la constancia de notificación electrónica cuyo soporte digital consta en el SIGED N° 201800130073.

¹⁵ De acuerdo con la constancia de notificación electrónica cuyo soporte digital consta en el SIGED N° 201800130073.

¹⁶ De acuerdo con la constancia de notificación electrónica cuyo soporte digital consta en el SIGED N° 201800130073.

¹⁷ Cabe indicar que GRAÑA Y MONTERO formuló la impugnación mediante la interposición de recurso como reconsideración.

2020 cuestionando los extremos referidos a los incumplimientos Nos. 2, 11 y 12, en atención a los siguientes fundamentos:

Sobre el incumplimiento N° 2

a) La recurrente señala que la DSHL indicó en la resolución impugnada que la autorización de quema de gas natural que obtuvo era por “las cantidades máximas que mensualmente podía quemar”, por lo que cualquier desviación por encima de dicha cantidad se entiende como no autorizada y configura un ilícito administrativo. La DSHL se sustentó en el artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM.

GRAÑA Y MONTERO refiere que la interpretación de la DSHL es incorrecta por lo siguiente:

i) Ni el artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, ni ninguna otra norma vinculada a la quema de gas natural, como el artículo 44° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, establecen que la autorización solicitada al Ministerio de Energía y Minas, en adelante el MINEM, para la quema de gas corresponde a un volumen “máximo mensual” de quemado.

Al respecto, refiere que en el artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM¹⁸ no existe referencia alguna a que el volumen de gas solicitado y autorizado por el MINEM corresponde a un volumen máximo mensual de quemado. Esto último tampoco se colige del artículo 44° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, que establece que: “(...) en la medida en que el gas natural no sea utilizado, comercializado o reinyectado, el Contratista previa aprobación del Ministerio de Energía y Minas, podrá quemar el gas”.

Asimismo, de la Resolución Directoral N° 095-2018-MEM/DGH, emitida por la Dirección General de Hidrocarburos, en adelante la DGH, en favor de GRAÑA Y MONTERO, tampoco se evidencia que los volúmenes de quema autorizados correspondían a “volúmenes máximos mensuales”.

Por lo tanto, no existe sustento legal que avale la interpretación efectuada por Osinergmin en este caso.

¹⁸ Decreto Supremo N° 032-2004-EM
“Artículo 244°.- Uso de Gas Natural

El uso del Gas Natural está determinado en el artículo 44 de la Ley y de las disposiciones sobre el control de contaminación del aire que están contenidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. El Gas Natural podrá ser Inyectado o Re-Inyectado a Reservorios propios o de otro Contratista siempre que reúnan las características técnicas adecuadas para cada caso. Las Operaciones de Inyección o Re-inyección podrán hacerse incluso luego de haberse extraído del Gas Natural los líquidos que pudiera contener y para cualquiera de los siguientes usos específicos:

- a) Mantenimiento de la presión de estos Reservorios.
- b) Permitir la recuperación secundaria de estos Reservorios.
- c) Almacenamiento del Gas Natural que en el momento de su producción no tenga uso comercial.
- d) Para cualquier otro uso que constituya práctica en la industria petrolera.

Los programas de venteo y/o quemado realizados de acuerdo a la capacidad productiva de cada batería, serán presentados a PERUPETRO, para su aprobación. Estos programas a su vez deben ser comunicados a OSINERG”.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

- ii) La autorización de quema es solicitada por el operador del Lote sobre la base de “valores estimados” de gas natural, por lo que es técnicamente imposible determinar con certeza el volumen de gas que será quemado con una frecuencia mensual. De hecho, el propio TUPA del MINEM, entre los requisitos a presentar en la solicitud de quema, establece una “(...) *justificación de pedido suscrito por un ingeniero colegiado hábil, incluyendo el cronograma de quemado y cuadro de volumen estimado a quemar*”.
- iii) No excedió la cantidad de gas natural a quemar que fue autorizada por el MINEM para el segundo semestre de 2018; es decir, el valor de 577.75 MMPC, ya que lo que efectivamente se quemó fueron 561.806 MMPC. En ese sentido, incluso en el supuesto que se considere que la cantidad autorizada constituía un límite máximo para todo el periodo de julio a diciembre de 2018, GRAÑA Y MONTERO no habría incumplido lo autorizado por el MINEM.

Asimismo, la recurrente manifiesta que en la resolución impugnada se indicó lo siguiente:

“Cabe precisar que, el artículo 244 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM regula el procedimiento a seguir en el trámite de autorización de quema de gas natural. Así establece que, los Programas de quemado realizados para pruebas de pozos y de acuerdo a la capacidad productiva de cada pozo serán presentados a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH); en tal sentido, el Administrado se encontraba obligado a ceñirse al Programa aprobado, el cual señala las cantidades máximas que mensualmente podía quemar, máxime si los Programas se aprobaron según su propia solicitud; y no alegar que no sobrepasó el volumen máximo por periodo autorizado”. (Subrayado de la administrada)

Al respecto, refiere que en ningún extremo de la norma citada se concluye lo señalado en la resolución de sanción. En consecuencia, Osinergmin no ha efectuado una interpretación literal de la norma; por el contrario, ha realizado una interpretación extensiva y subjetiva, la cual le resulta más perjudicial y constituye una vulneración al Principio de Tipicidad¹⁹.

¹⁹ Respecto al Principio de Tipicidad, la administrada cita la Sentencia del Tribunal Constitucional, recaída en el Expediente N° 01873-2009-PA/TC, conforme con lo siguiente:

“Principio de tipicidad, en mérito al cual, la descripción legal de una conducta específica aparece conectada a una sanción administrativa. Esta exigencia deriva de dos principios jurídicos específicos; el de libertad y el de seguridad jurídica. Conforme al primero, las conductas deben estar exactamente delimitadas, sin indeterminaciones, mientras que en relación al segundo, los ciudadanos deben estar en condiciones de poder predecir, de manera suficiente y adecuada, las consecuencias de sus actos, por lo que no caben cláusulas generales o indeterminadas de infracción que permitan una actuación librada al ‘arbitrio’ de la administración, sino que ésta sea prudente y razonada”.

Asimismo, la recurrente cita al autor García Enterría quien señala que la tipicidad es la descripción legal de una conducta específica (el supuesto de hecho) a la que se conectará una sanción administrativa. La especificidad de la conducta a tipificar viene de una doble exigencia: del principio general de libertad, sobre el que se organiza el Estado de Derecho, que impone que las conductas sancionables sean excepción a esa libertad y, por tanto, exactamente delimitadas sin ninguna indeterminación.

Igualmente, invoca el inciso d) del numeral 24 del artículo 2º de la Constitución Política del Perú y cita a los autores Dromi, García Enterría y Fernández, quienes –según indica– señalan que las sanciones requieren de un título jurídico propio y concreto o norma jurídica objetiva, que autorice a la Administración a la aplicación de ellas (Dromi, Roberto, *Derecho Administrativo*, Ed. Ciudad Argentina, Buenos Aires, 1998, pp. 304 y ss.; García Enterría, Eduardo y Tomás – Ramón Fernández, *Curso de Derecho Administrativo*, Tomo II, Madrid, 1993, pp. 174 y ss.)

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

Sobre el particular, GRAÑA Y MONTERO sostiene que no hay infracción ni sanción administrativa posible, sin que la ley las determine de forma previa. La especificidad de la conducta a tipificar viene de una doble exigencia: el principio general de libertad, sobre el que se organiza todo el Estado de Derecho, que impone que las conductas sancionables sean excepción a esa libertad y, por tanto, exactamente delimitadas, sin ninguna indeterminación; y, en segundo término, a la correlativa exigencia de la seguridad jurídica, que no se cumpliría si la descripción de lo sancionable no permitiese un grado de certeza suficiente para que los ciudadanos puedan predecir las consecuencias de sus actos.

En ese sentido, concluye que la autoridad administrativa debe ejercer su potestad sancionadora sobre la base de normas que determinen las conductas punibles y las respectivas sanciones. Por lo tanto, no se puede crear por propia iniciativa sanciones contra los administrados, ni aplicar de forma extensiva disposiciones sancionatorias a supuestos de hecho distintos.

En consecuencia, GRAÑA Y MONTERO concluye que se ha vulnerado el Principio de Tipicidad, toda vez que el numeral 4 del artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM y el artículo 44° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos no tipifican lo imputado en el presente caso.

Sobre la metodología del cálculo de multa por el incumplimiento N° 2

- b) La recurrente señala que la DSHL ha aplicado de forma automática y sin mayor reflexión una fórmula según la cual la multa debe ser igual al beneficio ilícito incrementada por un valor que considera la probabilidad de detección, además de un porcentaje del daño actual o potencial y factores atenuantes o agravantes.

Al respecto, alega que la aplicación de esta fórmula es incorrecta para el presente caso en virtud a los principios que dieron origen a la citada fórmula, los cuales parece desconocer la DSHL²⁰. Sobre el particular, señala que la fórmula aplicada por la DSHL para estimar la multa de su representada es una aplicación práctica de la teoría económica referida a la solución del problema o reto que enfrentan las instituciones públicas para hacer que los administrados cumplan con las normas o regulaciones²¹.

El enfoque económico citado se sustenta en un supuesto fundamental: que los administrados son “racionales”; es decir, que antes de cometer un acto ilícito efectúan un análisis costo-beneficio de cometer dicho acto²². En ese sentido, este enfoque

Finalmente, la recurrente refiere que el autor García Enterría ha indicado que, en el ámbito sancionador, siempre deberá ser exigible el cumplimiento de los requisitos constitucionales de legalidad formal y tipicidad como garantía de la seguridad del ciudadano (García Enterría, Eduardo, *Curso de Derecho Administrativo*, Civitas, Madrid, 1997, p. 169).

²⁰ Hace referencia a los Documentos de Trabajo N° 10 (enero 2006) N° 18 (marzo 2006) de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin.

²¹ La recurrente indica que el término “public enforcement of law” implica el uso de agentes gubernamentales para detectar y sancionar a infractores de normas o regulaciones. En contraposición, el “private enforcement of law” se refiere a la interposición de demandas por las propias víctimas de daños o por aquellos amenazados por un daño (Polinsky Mitchell y Steven Shavell, “The Economic Theory of public enforcement of law”, en *Journal of Economic Literature*, Vol. XXXVIII, marzo 2020, pp. 45-46.

²² La administrada señala que este enfoque fue desarrollado inicialmente por el economista, premio nobel, Gary Becker, en el año

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

presupone un nexo causal entre el beneficio ilícito obtenible y la realización de la infracción, que es explotado por el infractor “racional” en su cálculo de los beneficios y costos de infringir la ley. Sin embargo, el problema con el enfoque económico aparece cuando la infracción no es causada por la posibilidad de obtener un beneficio ilícito, sino que esta tiene su origen en otros factores o causas²³.

El supuesto de nexo causal entre el beneficio ilícito y la infracción es fundamental en la teoría económica para poder derivar la fórmula de multa que prescribe que para disuadir las infracciones es necesario “atacar” su causa, esto es, quitarle al infractor el beneficio ilícito que obtuvo, más un factor adicional que considere, entre otros criterios, la probabilidad de detección y el daño generado.

Al respecto, GRAÑA Y MONTERO señala que el enfoque económico para la disuasión de actos ilícitos no es el único marco conceptual que se ocupa del incumplimiento de normas y la disuasión de infracciones. Por el contrario, este enfoque ha recibido importantes críticas tanto dentro como fuera del campo de la economía; hecho que no ha sido tomado en cuenta por la DSHL.

En efecto, refiere que uno de los aspectos más criticados del enfoque económico es que no captura todos los factores que pueden explicar la infracción, reduciendo estos únicamente al beneficio ilícito esperado por el infractor. Como indica John Donohue, profesor de la Universidad de Stanford, el enfoque de Becker sería incuestionable si los infractores fueran totalmente racionales y respondieran a las sanciones monetarias, pero esto no ocurre siempre, conforme con lo siguiente:

“El modelo de Becker es brillante y hubiera sido irrefutable si capturaba totalmente el cálculo que hace el infractor potencial y los factores que influyen la decisión de cometer un acto ilícito, y si los infractores fueran completamente racionales, bien informados, suficientemente solventes como para ser receptivos frente a las altas sanciones monetarias y neutrales al riesgo. Desafortunadamente, ninguna de estas condiciones son verdaderas”²⁴.

Con relación a lo expuesto, GRAÑA Y MONTERO indica que la autoridad que aplique de manera mecánica la fórmula económica de multas contribuye a oscurecer los otros factores que explican la realización del acto ilícito²⁵. Este ha sido precisamente el error en el razonamiento de la DSHL, ya que en vez de abocarse mecánicamente a calcular un

1968, en el documento “Crime and Punishment: an economic approach” y posteriormente ha sido ampliado por varios otros académicos, entre ellos A.M. Polinsky y S. Shavell.

²³ La recurrente presenta el denominado “Gráfico 3.1 Relación causal entre el beneficio ilícito y la infracción”.

²⁴ La administrada cita al autor Donohue, 2007, p. 382, traducción libre; mas no hace mención al título del artículo o libro a la que corresponde la traducción.

²⁵ La recurrente cita al autor Donohue conforme a lo siguiente:

“Desafortunadamente, algunos de los seguidores de Becker aplicaron sus puntos de vista sobre el modelo económico del crimen de forma demasiado monolítica. El lema “aumenta el precio y obtendrás menos de algo (infracciones)”, si bien verdadero si el resto de cosas se mantuvieron iguales, se convirtió en un mantra que a menudo oscurece las otras cosas que permanecieron iguales” (Donohue, 2007, p. 385, traducción libre; no hay mención exacta a la fuente).

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

supuesto beneficio ilícito, debió asegurarse que no existían otras causas o factores que pudieran explicar la supuesta infracción.

En efecto, la recurrente refiere que quemó más gas del que había previsto no para obtener un beneficio ilícito, como supone la DSHL, sino como resultado de su operación lícita como empresa petrolera, en un contexto donde debido a la propia naturaleza de su actividad, no era posible técnicamente anticipar con exactitud el volumen de gas natural que sería quemado mensualmente.

Respecto a la obtención de un “beneficio ilícito”, señala que estimó el volumen de gas natural a quemar mensualmente, entre los meses de julio a diciembre de 2018, a partir de la estimación que realizó sobre el volumen de petróleo que proyectaba extraer y la información histórica del GOR (gas oil ratio) de los pozos del Lote IV con la que se contaba al momento de solicitar la autorización de quema de gas natural al MINEM.

Sin embargo, ello no fue considerado por la DSHL, pues de haberlo hecho habría quedado claro que la desviación observada en la quema de gas proyectada en un (1) solo mes de los seis (6) autorizados no se originó con el fin de obtener un beneficio ilícito, sino que esta se encuentra dentro del “margen de error estadístico” al que está sujeto cualquier proyección de variables de producción en industrias extractivas, que dependen de factores no observables ni controlables por la empresa, como es el caso de la extracción de petróleo y gas asociado.

Sobre el particular, GRAÑA Y MONTERO manifiesta que para proyectar el volumen de gas natural a ser quemado siguió los siguientes pasos:

- i) Primer Paso: Realizar la estimación del volumen de reservas de petróleo recuperables y la proyección de la producción de petróleo para cada ubicación a perforar. Para esta proyección se siguieron los lineamientos del *Petroleum Resources Management System* (PRMS)²⁶.

Al respecto, los pozos están ubicados en áreas donde ya existía producción de otros pozos; por lo tanto, la clasificación de cada pozo perforado correspondía a lo que el PRMS denomina “reservas probadas”. De conformidad con el PRMS, las reservas probadas son volúmenes de petróleo que, mediante un análisis de Geología e Ingeniería de Reservorios, pueden ser estimadas con “cierto nivel de probabilidad” para ser recuperadas comercialmente a partir de una fecha determinada.

Las reservas probadas (1P) tienen al menos un 90% de probabilidad de ser recuperadas y las reservas probadas más las reservas probables (2P) tienen al menos un 50% de probabilidad de ser recuperadas²⁷. En consecuencia, es evidente que si se

²⁶ El *Petroleum Resources Management System* es un sistema desarrollado que brinda lineamientos consistentes y confiables sobre la definición, clasificación y estimación de los recursos hídricos. El *Petroleum Resources Management System* está conformado por instituciones técnicas reconocidas a nivel mundial, tales como la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), la Society of Exploration Geophysicists (SEG), la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) y la European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE).

²⁷ Según muestra en el Gráfico 4.1 consignado en su recurso de apelación cuyo soporte digital consta el SIGED N° 201800130073.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

considera que la probabilidad para la proyección del petróleo (reservas probadas) es de 90%, la proyección de gas asociado debería tener al menos la misma probabilidad.

- ii) Segundo Paso: Uso del valor GOR o “gas oil ratio” de los pozos existentes. En los reservorios con mecanismo de producción de gas en solución, como es el caso del Lote IV, se presenta un comportamiento variable durante la vida de un reservorio²⁸. En efecto, al inicio de la vida del campo, por un corto periodo, el valor del GOR es bajo y constante cuando la presión del reservorio es superior a la “presión de burbuja”, luego se incrementa hasta llegar a un valor máximo y, finalmente, disminuye hasta alcanzar la estabilización.

En este caso particular, el estimado del gas a quemar está en función del GOR promedio; para los pozos de la producción básica se consideró 1 000 SCF/STB (anteriormente se usaba el valor de 900SCF/STB) y para los pozos nuevos se utilizaron valores de GOR de acuerdo con el comportamiento de cada pozo. En la campaña 2018, los valores de GOR fueron variables porque los pozos se encontraban en evaluación; el periodo de asignación del RPI fue entre febrero y agosto de 2018 y, por tanto, era de esperar tener siempre una mayor variación en el valor estimado.

Indica, con relación al comportamiento del GOR promedio de los pozos nuevos, que hay una mayor variabilidad en el primer año de producción, la cual se modera a partir del segundo año; por lo tanto, la predictibilidad de los valores estimados mejora con el tiempo y el conocimiento del reservorio²⁹.

La dificultad de proyectar un GOR con precisión no debería llamar la atención de la DSHL, ni mucho menos considerarse una infracción. Al respecto, en el Informe Técnico “Guidelines on Flare and Vent Measurement”, elaborado para The Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) y el Banco Mundial (2008), se indica lo siguiente:

“La precisión real de un valor GOR determinado, cuando posteriormente se utiliza para estimar la producción de gas, dependerá de una serie de factores incluyendo la variabilidad del flujo durante el test, la duración del test, la aplicabilidad de las condiciones [del test] a las condiciones operativas actuales y de cualquier cambio en las características del pozo desde que se realizó la prueba. Típicamente, si un test se ha hecho por 24 horas o más, si las condiciones del test son representativas de las condiciones operativas actuales y si el flujo fue estable y permanece estable, entonces puede esperarse que el valor GOR determinado sea preciso en un rango de ± 10 por ciento. Si las condiciones del flujo eran cíclicas o erráticas, el valor GOR determinado es solo preciso en un rango de ± 50 por ciento. Los valores GOR determinados con base en tests de menor duración (menos de 24 horas de duración) que involucraron flujos inestables, condiciones de flujo sustantivamente diferentes que las operaciones actuales o donde las características del pozo han cambiado en el tiempo, pueden fácilmente

²⁸ Según muestra en el Gráfico 4.2 consignado en su recurso de apelación cuyo soporte digital consta en el SIGED N° 201800130073.

²⁹ Adjunta Tabla 4.1 Comportamiento del GOR de pozos nuevos (Campaña 2016-2017; 2018).

tener un error de ± 400 por ciento o más. (Guidelines on Flare and Vent Measurement, p. 14, traducción libre)”.

- iii) Tercer paso: la proyección de gas a quemar, que presentó al MINEM para la obtención de la autorización de quema, se obtuvo como producto de las reservas de petróleo estimadas (paso 1) y un GOR de 1 000 SCF/STB (paso 2).

La Tabla 4.2 siguiente muestra el volumen de gas natural a ser quemado que fue proyectada por GRAÑA Y MONTERO y autorizada por el MINEM (tercera columna de la tabla) y el gas efectivamente quemado por la empresa (segunda columna de la tabla). Asimismo, detalla tres (3) variables estadísticas que miden el margen de error en el pronóstico: 1) el error porcentual absoluto medio (MAPE)³⁰, 2) la suma acumulada del error de pronóstico (en MMPC)³¹ y 3) la dispersión del error de pronóstico (en MMPC)³².

Tabla 4.2: Volumen de gas a quemar: proyección de GMP vs. Gas efectivamente quemado

Mes	Gas Natural Quemado Real MMPC	Proyección de gas a quemar MMPC	Diferencia de Volúmenes MMP	Diferencia Porcentual (respecto al volumen real)
Jul. 2018	113,543	112,18	1,363	1,20%
Ago. 2018	97,838	100,89	-3,052	-3,12%
Set. 2018	83,321	90,07	-6,749	-8,10%
Oct. 2018	91,166	87,64	3,526	3,87%
Nov. 2018	81,569	84,5	-2,931	-3,59%
Dic. 2018	94,369	102,47	-8,101	-8,58%
Total	561,806	577,75	-15,944	-18,33%
Erros Porcentual Absoluto Medio (MAPE)				4,74%
Suma Acumulada del Error de Pronóstico (en MMPC)				-15,944
Dispersión del Error de Pronóstico (en MMPC)				-2,66

GRAÑA Y MONTERO indica que, según la Tabla 4.2, respecto a la proyección que efectuó, se produjeron quemas por encima en dos (2) de seis (6) ocasiones para todo el periodo analizado (solo una de ellas es materia de fiscalización por Osinegmin en el presente caso) y por debajo del valor estimado mensual en cuatro (4) de seis (6) ocasiones. No obstante, al cabo del término del periodo de julio a diciembre de 2018, GRAÑA Y MONTERO no excedió el volumen total de quema de gas natural autorizado por el MINEM para el semestre.

A los valores en exceso (por encima) o en defecto (por debajo) del volumen mensual proyectado se les denomina “error estadístico de pronóstico o proyección”; y, tal como se indicó, es normal observar que ocurran estos “errores estadísticos” en

³⁰ GRAÑA Y MONTERO precisa que el MAPE mide la desviación en término porcentuales y no en unidades físicas. Es el promedio del error absoluto o diferencia entre la producción real y el pronóstico expresado como un porcentaje de los valores reales.

³¹GRAÑA Y MONTERO indica que la suma acumulada de los errores de pronóstico permite evaluar el sesgo del pronóstico. Por ejemplo, si a través de los periodos el valor real de la producción siempre resulta superior al valor de pronóstico, el indicador será más grande, mostrando la existencia de un error sistemático en el cálculo de la producción.

³² La recurrente señala que la desviación media absoluta mide la dispersión del error de pronóstico o, dicho de otra forma, la medición del tamaño del error en unidades. Es el valor absoluto de la diferencia entre la demanda real y el pronóstico, dividido sobre el número de periodos.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

cualquier proyección futura de variables, más aún cuando estas variables se basan, a su vez, en la estimación de las reservas probadas de petróleo (paso 1) y en la aplicación de un GOR (paso 2) que tienen un margen de error.

Asimismo, la recurrente señala que, de la Tabla 4.2, se evidencia que la suma acumulada del error de pronóstico fue -15.994 MMPC y la dispersión del error de pronóstico fue -2.66 MMPC, lo que acredita que existió una tendencia a errar en el pronóstico, como era esperable, pero por defecto; es decir, por debajo del volumen proyectado.

Adicionalmente, el error porcentual absoluto medio fue de 4.74%, el cual se encuentra dentro del margen de + 15% y resulta razonable para reportes regulatorios, tal como se indica en el Informe Técnico "Guidelines on Flare and Vent Measurement", conforme con lo siguiente:

"La precisión mínima requerida de un instrumento dependerá del uso final de (...) datos de medición y requisitos regulatorios aplicables. Si el medidor de flujos se utiliza puramente para una función de control (por ejemplo para controlar el funcionamiento de una bengala sin humo) lo que es importante es la repetibilidad de las lecturas antes que su precisión. Para una evaluación económica simple las precisiones dentro del ± 50 por ciento son a menudo adecuadas. Para el monitoreo diario de procesos e informes medioambientales, las precisiones dentro de al menos + 15 por ciento deben ser el objetivo" (Guidelines on Flare and Vent Measurement, p. 14, traducción libre)

En conclusión, GRAÑA Y MONTERO refiere que la proyección que presentó y que fue aprobada por el MINEM tiene asociado un margen de error de proyección o pronóstico, ya que se trata del valor estimado de una variable que, por definición, no puede ser técnicamente proyectada con certeza a nivel mensual. Además, dicho margen de error se encuentra dentro de los estándares razonables para fines regulatorios/medioambientales.

Así, la desviación detectada y fiscalizada por Osinergmin en uno (1) de los seis (6) meses de la proyección no tuvo como origen o causa la obtención de un supuesto beneficio ilícito, sino el margen de error estadístico asociado a la proyección o estimación de la variable en cuestión (gas a quemar).

Por lo expuesto, es la aplicación automática de la fórmula del cálculo de multa por parte de la DSHL lo que le ha impedido descubrir la verdadera causa de la desviación en la quema de gas autorizada; llevándola a establecer una multa desproporcionada que se sustenta en un beneficio ilícito inexistente.

En conclusión, la recurrente indica que la DSHL interpretó que la Resolución Directoral N° 095-2018-MEM/DGH que le autorizó a quemar gas establecía un volumen máximo de quema mensual, el cual, al ser excedido, generó la infracción. Sin embargo, la DSHL no ha evaluado que a nivel de todo el semestre el gas quemado no se excedió, sino que más bien fue inferior al volumen proyectado y autorizado por el MINEM.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

En ese sentido, refiere que la interpretación de Osinergmin no solo es incorrecta desde un punto de vista legal, al no existir un dispositivo legal que avale dicha interpretación, sino también desde un punto de vista técnico, ya que resulta imposible proyectar con plena certeza y frecuencia mensual la producción de petróleo y el ratio GOR, por lo que cualquier proyección de gas asociado a la extracción de petróleo estará sujeta a un “margen de error estadístico”; hecho que explica la diferencia existente entre el gas efectivamente quemado por GRAÑA Y MONTERO y el gas proyectado mensualmente. Sin embargo, la supuesta infracción no tiene en modo alguno el objetivo de obtener un “beneficio ilícito”.

Sin perjuicio de lo expuesto, la recurrente agrega que la multa impuesta es totalmente desproporcionada e irregular para la supuesta infracción, vulnerándose el Principio de Razonabilidad previsto en el numeral 3 del artículo 248° del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444 en adelante el TUO de la Ley N° 27444, ya que el beneficio ilícito consignado carece de todo sustento. En efecto, Osinergmin señala que el supuesto gas quemado en exceso involucró extraer un petróleo asociado sin autorización de 801 barriles en julio de 2018. Sin embargo, GRAÑA Y MONTERO no obtuvo beneficio o ganancia ilícita alguna por la quema de gas en exceso de gas natural en julio de 2018, por lo que el cálculo realizado es desproporcionado e irreal.

Sobre el particular, la recurrente indica que, conforme la “Oficina de Estudios Económicos” de Osinergmin recomendó en los Documentos de Trabajo Nos. 10³³, 18³⁴ y 20³⁵, para el cálculo del beneficio ilícito, este organismo aplica el *Benmodel*, el cual es un esquema desarrollado por la *Office of Enforcement and Compliance Assurance de la U.S. Environmental Protection Agency* y que tiene por efecto cuantificar los beneficios económicos derivados del incumplimiento. De esta forma, el “beneficio ilícito” es el beneficio obtenido o que espera obtener el infractor al no cumplir una obligación; es decir, es el beneficio económico que percibe, percibiría o pensaba percibir el administrado derivado del incumplimiento de los compromisos de acuerdo a ley³⁶.

Sin embargo, GRAÑA Y MONTERO refiere que a este modelo ampliamente conocido y utilizado por Osinergmin desde hace más de trece (13) años se pretende incorporar el concepto de “ganancia ilícita” por la quema de 1.363 MMPC en el mes de julio de 2018 supuestamente sin autorización, utilizando para ello el valor del petróleo extraído asociado al gas quemado. Bajo esta teoría y sin sustento alguno se pretende señalar que su representada se benefició con la quema de gas natural supuestamente realizada sin autorización, al producirse una mayor cantidad de barriles de petróleo.

Sobre el particular, señala que la DSHL no explica cómo es que los 1.363 MMPC supuestamente quemados en exceso en el mes de julio de 2018 están asociados a 801

³³ Vásquez Cordano, Arturo, Sistema de Supervisión y Esquemas de Sanciones para el Sector Hidrocarburos, enero 2006.

³⁴ Vásquez Cordano, Arturo, El valor de la vida estadística y sus aplicaciones a la fiscalización de la industria de hidrocarburos, marzo 2006.

³⁵ Vásquez Cordano, Arturo, Sistemas de Sanciones por daños ambientales para la fiscalización de la industria de hidrocarburos en el Perú, mayo 2006.

³⁶ El Aporte de Osinergmin a la investigación sobre la problemática del sector energético y minero (2012), publicado en: www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_El_aporte_de_Osinergmin.pdf

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

barriles de petróleo. Es más, al observarse las estadísticas del año 2018, se verifica que los volúmenes de petróleo producido mensualmente no disminuyeron ni aumentaron de manera proporcional a los volúmenes de gas quemado; por tanto, GRAÑA Y MONTERO no ha ahorrado dinero ni obtenido ganancia alguna por haber quemado dichos volúmenes.

En consecuencia, la recurrente sostiene que la DSHL vulneró el Principio de Verdad Material al no verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones. En efecto, la DSHL no ha acreditado fehacientemente que obtuvo un beneficio ilícito ascendente al monto de 11.09 UIT y, además, no se han evaluado las estadísticas del año 2018.

Asimismo, manifiesta que, de acuerdo con el literal a) del artículo 10° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, por el contrato de licencia, el contratista obtiene la autorización de explorar y explotar o solo explotar hidrocarburos en el área de contrato, para lo cual PERUPETRO transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado. Así, el 1 de abril de 2015, GRAÑA Y MONTERO suscribió el contrato de licencia para la explotación de Lote IV, estando autorizada por dicho contrato para explotar hidrocarburos en el citado lote.

Por lo expuesto, la recurrente cuestiona que la DSHL haya señalado que ha extraído petróleo sin autorización, cuando claramente está autorizada para tal fin, y que en la resolución de sanción se haya pretendido indicar que la autorización de quema es una autorización para explotar petróleo.

Sobre los incumplimientos N° 11 y 12

- c) GRAÑA Y MONTERO señala que las infracciones Nos. 11 y 12 son exactamente las mismas. Solo difieren en la base legal sobre la cual se sustentan. Así, la infracción N° 11 se sustenta en el artículo 7° del Procedimiento aprobado por la Resolución N° 223-2012-OS/CD y la infracción N° 12 se basa en el artículo 237° del Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM;

En el presente caso, se tiene una misma conducta (no efectuar la clasificación de áreas correspondientes a las baterías 191, 194, 204, 5058 y la Estación de Compresión 205) que genera dos supuestos de infracciones diferentes (al artículo 7° del Procedimiento aprobado por la Resolución N° 223-2012-OS/CD y al artículo 237° del Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM).

Por lo tanto, alega que deben archivarse las supuestas infracciones Nos. 11 y 12, por no ajustarse a la legalidad y contravenir el Principio de Concurso de Infracciones previsto en el numeral 6 del artículo 230° de la Ley N° 27444³⁷.

³⁷ Respecto al Principio de Concurso de infracciones, la recurrente cita al autor Morón Urbina, Juan Carlos en Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General, Lima, Gaceta Jurídica, 2014, pp. 778-779, conforme a lo siguiente:

“(…) esta norma regula el supuesto que dentro de un mismo régimen y procedimiento sancionador, la conducta ilícita pueda calificar en más de un supuesto la relación hechos típicos. La alternativa de la norma ante estos casos es la absorción de la sanción prevista para la infracción de menor gravedad, por la de mayor gravedad. Nótese que la absorción no se da en función de qué ilícito tiene una sanción más grave, lo que de por sí en caso de penas diversas es dificultoso, sino más bien encarga a la autoridad escoger el ilícito ‘más grave’ para absorber el menor. Si bien la pena establecida puede ser un indicador de gravedad,

Otros alegatos

- d) La recurrente se reserva el derecho a ampliar sus argumentos y solicita el uso de la palabra.
3. Mediante escritos presentados con fecha 5 de febrero de 2020, GRAÑA Y MONTERO comunicó el pago de las multas impuestas por los incumplimientos Nos. 1 y 10.
 4. Con Oficio N° 607-2020-OS/DSHL, notificado con fecha 12 de febrero de 2020, se requirió a GRAÑA Y MONTERO, que cumpla con presentar la nueva prueba de su recurso impugnativo interpuesto como reconsideración, otorgándole el plazo de dos (2) días hábiles.
 5. Mediante escrito presentado el 13 de febrero de 2020, la recurrente solicita que su recurso impugnativo sea calificado como apelación.
 6. Con Memorandum N° DSHL-145-2020, la DSHL remitió a la Sala 2 del TASTEM el expediente materia de análisis.

CUESTIÓN PREVIA

7. De la revisión del recurso de apelación interpuesto con fecha 3 de febrero de 2010, se verifica que GRAÑA Y MONTERO solo presentó alegatos vinculados a los incumplimientos Nos. 2, 11 y 12 (Estación de Compresión 205).

En tal sentido, de conformidad con el artículo 222° del TUO de la Ley N° 27444³⁸, corresponde declarar que la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL de fecha 13 de enero de 2020 ha quedado firme en los extremos referidos a los incumplimientos Nos. 1 y 10.

ANÁLISIS DE LOS ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN

Sobre el incumplimiento N° 2

8. Con relación a lo alegado en el literal a) del numeral 2 de la presente resolución, cabe señalar que el artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto N° 032-2004-EM, modificado por el Decreto Supremo N° 048-2009-EM, publicado el 9 de junio de 2009, establece lo siguiente:

*“Artículo 244.- Uso de Gas Natural
El uso de Gas Natural está determinado en el artículo 44 de la Ley, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con las disposiciones legales vigentes en materia ambiental.*

no necesariamente debe responderse a esta circunstancia”.

³⁸ TUO de la Ley N° 27444

“Artículo 222.- Acto firme

Una vez vencidos los plazos para interponer los recursos administrativos se perderá el derecho a articularlos quedando firme el acto”.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

El Gas Natural que no sea vendido durante un período de valorización podrá ser destinado a los siguientes fines, dentro o fuera del Área de Contrato, sin implicancia en la determinación de la retribución o regalía:

(...)

4. Quemado, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

(...)

Los Programas de Quemado realizados para prueba de Pozos y de acuerdo a la capacidad productiva de cada Pozo, batería y/o plataforma serán presentados a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), para su aprobación por lo menos quince (15) días hábiles antes de la prueba del Pozo. (...) Una vez aprobados dichos programas, el Contratista deberá presentarlos al OSINERGMIN, por lo menos cinco (05) días hábiles antes de la operación de quemado". (Subrayado agregado)

Asimismo, el artículo 44° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, dispone lo siguiente:

"Artículo 44.- El gas natural que no sea utilizado en las operaciones podrá ser comercializado, reinyectado al reservorio o ambos por el Contratista. En la medida en que el gas natural no sea utilizado, comercializado o reinyectado, el Contratista previa aprobación del Ministerio de Energía y Minas, podrá quemar el gas".

De las normas expuestas, se tiene que, con previa autorización del MINEM, el Contratista podrá quemar el gas que no sea comercializado o reinyectado. Asimismo, sus respectivos programas de quemado serán presentados a la DGH del MINEM para su respectiva aprobación. En consecuencia, se concluye que la quema de gas por parte del Contratista será realizada de conformidad con lo contenido en la autorización emitida por el MINEM.

Sobre el particular, en el presente caso, mediante Resolución Directoral N° 095-2018-MEM-DGH del 11 de junio de 2018, la Dirección General de Hidrocarburos autorizó a GRAÑA Y MONTERO la quema de gas natural hasta un volumen máximo de 577.75 MMPC por el periodo comprendido del 1 de julio hasta el 31 de diciembre 2018, conforme con lo siguiente:

"(...)

Que, mediante Informe Técnico N° 065-2018-MEM/DGH-DGEEH, la Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de esta Dirección General señala que se han cumplido con los requisitos establecidos en el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 038-2014-EM, así como el procedimiento descrito en el artículo 244 del Reglamento de Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004EM, modificado por Decreto Supremo N° 048-2009-EM, por lo que se recomienda autorizar la Quema de Gas Asociado al Petróleo y el correspondiente Programa de Quemado, presentado por la empresa GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A. para ser ejecutado a partir del 01 de julio al 31

de diciembre de 2018 por un periodo equivalente a ciento ochenta y cuatro (184) días;

(...)

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Autorizar a la empresa GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A. a realizar la Quema de Gas Natural hasta un volumen máximo de 577.75 MMPC, por el periodo comprendido del 01 de julio hasta el 31 de diciembre de 2018, conforme al siguiente detalle:

Volumen de Gas Natural Estimado a Quemar en el Lote IV

Fecha	Días	Mensual				Diario			
		Producción	Combustión	Inyección	Quemado	Producción	Combustión	Inyección	Quemado
		(MMPC)	(MMPC)	(MMPC)	(MMPC)	(MMPCD)	(MMPCD)	(MMPCD)	(MMPCD)
Jul-18	31	127.08	7.15	7.75	112.18	4.10	0.23	0.25	3.62
Ago-18	31	115.79	7.15	7.75	100.89	3.74	0.23	0.25	3.25
Set-18	30	104.49	6.92	7.50	90.07	3.48	0.23	0.25	3.00
Oct-18	31	102.54	7.15	7.75	87.64	3.31	0.23	0.25	2.83
Nov-18	30	98.92	6.92	7.50	84.50	3.30	0.23	0.25	2.82
Dic-18	31	117.36	7.15	7.75	102.47	3.79	0.23	0.25	3.31
TOTAL	184	666.18	42.43	46.00	577.75				

MMPC: Millones de Pies Cúbicos

MMPCD: Millones de Pies Cúbicos Diarios

(...)" (Subrayado agregado)

En ese sentido, con la Resolución Directoral N° 095-2018-MEM-DGH del 11 de junio de 2018, la DGH autorizó a GRAÑA Y MONTERO la quema de gas natural de acuerdo al Programa de Quemado que la propia empresa presentó en su solicitud, el cual establecía para el mes de julio de 2018 la quema de un máximo de 112.18 MMPC de gas natural.

Sin embargo, de la visita de supervisión realizada al Lote IV del 20 al 24 de agosto de 2018, se constató que en el mes de julio de 2018 GRAÑA Y MONTERO realizó la quema de 113.54 MMPC de gas natural; es decir, excedió el volumen autorizado por el MINEM para dicho periodo.

Por lo tanto, se acredita que GRAÑA Y MONTERO no cumplió con el artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, en concordancia con la Ley N° 26221, que claramente establecen que la quema de gas natural será realizada con la aprobación del MINEM, lo cual no ocurrió en el presente caso, al haberse quemado en el mes de julio de 2018 por encima del volumen autorizado por dicha entidad mediante la Resolución Directoral N° 095-2018-MEM-DGH.

Con relación con lo alegado por la recurrente respecto a que no excedió el volumen autorizado para todo el segundo semestre de 2018 (577.75 MMPC), ya que solo quemó en dicho periodo un total de 561.806 MMPC, cabe señalar que este hecho no desvirtúa la infracción verificada, ya que, conforme se desprende del propio texto de la Resolución Directoral N° 095-2018-MEM-DGH, el MINEM autorizó a GRAÑA Y MONTERO la quema de 577.75 MMPC de gas natural para el periodo de julio a diciembre de 2018 de acuerdo con el

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

Programa presentado por dicha empresa, el cual establecía una determinada cantidad de gas natural a ser quemado cada mes; sin embargo, para el mes de julio de 2018, la recurrente quemó más gas natural de lo autorizado por el MINEM para dicho mes.

Respecto al alegato referido a que su solicitud de autorización se sustentó en “valores estimados” de gas natural al ser técnicamente imposible determinar con certeza el volumen de gas a ser quemado mensualmente, corresponde señalar que GRAÑA Y MONTERO, en su calidad de responsable de Lote IV y empresa experta en el sector, estaba en la capacidad de realizar las acciones necesarias para que su Programa de Quemado presentado y finalmente autorizado por el MINEM contemple volúmenes estimados de gas natural a quemar considerando los márgenes de error estadísticos propios de su actividad. Ello, debido a que a efectos de cumplir con la normativa vigente, la administrada solo podría quemar los volúmenes de gas natural autorizados por el MINEM de acuerdo al Programa de Quemado propuesto por la propia empresa.

Ahora bien, acuerdo con el Principio de Tipicidad, previsto en el numeral 4 del artículo 248° del TUO de la Ley N° 27444, sólo constituyen conductas sancionables administrativamente las infracciones previstas expresamente en normas con rango de ley mediante su tipificación como tales, sin admitir interpretación extensiva o analogía. Asimismo, es factible que las disposiciones reglamentarias de desarrollo puedan especificar o graduar aquellas dirigidas a identificar las conductas o determinar sanciones sin constituir nuevas conductas sancionables a las previstas legalmente, salvo los casos en que la ley permita tipificar infracciones por vía reglamentaria.

Al respecto, de acuerdo con el literal c) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, publicada el diario oficial El Peruano con fecha 31 de diciembre de 1996, en concordancia con el artículo 1° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Osinergmin es la autoridad competente para supervisar y fiscalizar, entre otros, que las actividades de hidrocarburos se desarrollen de acuerdo con los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

A su vez, debe indicarse que, mediante el artículo 1° de la Ley N° 27699 Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, se facultó al Consejo Directivo para tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas; así como para aprobar la correspondiente Escala de Multas y Sanciones.

En este contexto normativo, mediante la Resolución N° 271-2012-OS/CD, se aprobó la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, la cual prevé como infracción sancionable en el numeral 2.1.1 el “(...) incumplimiento de las normas de diseño, instalación, construcción y/o montaje, operación y procesamiento en exploración y explotación”; infracción que tiene como base legal, entre otros, el artículo 244° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM, que es materia de imputación en el presente caso.

Al respecto, cabe señalar que el hecho imputado y sancionado referido a “la quema de gas natural sin contar con la autorización de la DGM del MINEM” sí se subsume en el supuesto de hecho previsto en el tipo infractor establecido en el numeral 2.1.1 de la Tipificación, vinculado con los “incumplimientos a las normas de operación en actividades de

exploración y explotación”, cuya base legal contempla la obligación referida a la quema de gas con la debida autorización del MINEM.

Por lo tanto, no se verifica vulneración alguna al Principio de Tipicidad, previsto en el numeral 4 del artículo 248° del TUO de la Ley N° 27444, correspondiendo desestimar este extremo del recurso de apelación.

Sobre la metodología del cálculo de multa por el incumplimiento N° 2

9. Con relación a lo alegado en el literal b) del numeral 2 de la presente resolución, cabe indicar que, de acuerdo con el Principio de Razonabilidad previsto en el numeral 3 del artículo 248° del TUO de la Ley N° 27444, 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. Para ello, las sanciones que determine la administración deben ser calculadas considerando determinados criterios de graduación, entre ellos, el beneficio ilícito resultante de la comisión de la infracción.

Al respecto, cabe señalar que el Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por la Resolución N° 040-2017-OS/CD en adelante el RSFS, establece en el literal d) del numeral 25.1 de su artículo 25° que, para efectos de la determinación de una multa, el beneficio ilegalmente obtenido se calculará considerando los costos evitados o postergados por el infractor al incumplir la normativa o disposición de Osinergmin, así como la utilidad o ganancia generada como consecuencia de dicho incumplimiento, de ser el caso.

En consecuencia, para la estimación del factor en mención deberán considerarse los costos de todos los recursos (humanos y materiales) necesarios para garantizar la observancia de las normas vigentes, esto es, mediante el desarrollo de un escenario de cumplimiento que identifique el flujo esperado del costo de ejecutar la obligación en la forma, modo u oportunidad establecidas (costos evitados y postergados), así como la utilidad o ventaja económica producida a favor del infractor por la comisión de la infracción (ganancia ilícita).

De lo expuesto, de conformidad con el artículo 25° citado, el factor “beneficio ilegalmente obtenido” está definido por los costos que en efecto fueron evitados o postergados por el infractor, así como por la utilidad generada, lo cual es independiente de si el agente tenía la intención o no de obtener dicho beneficio, alegada por la recurrente.

Al respecto, cabe mencionar que, de conformidad con el artículo 23° del RSFS, en concordancia con el artículo 1° de la Ley N° 27699, “(...) *la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa o de las disposiciones emitidas por Osinergmin es determinada de forma objetiva*”. Por lo tanto, no corresponde en el presente caso la evaluación de elementos subjetivos como la intencionalidad.

Ahora bien, se verifica que, en el presente caso, para el cálculo del beneficio ilegalmente obtenido la primera instancia consideró la utilidad o ganancia generada por la quema de gas en exceso, lo cual guarda conformidad con lo establecido en el artículo 25° del RSFS; norma reglamentaria publicada con fecha 18 de marzo de 2017, de obligatorio cumplimiento desde su entrada en vigencia³⁹.

Ahora bien, cabe señalar que en el caso materia de análisis, en el cálculo de multa se consideró el GOR, el cual es definido en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2004-EM como la relación gas - petróleo expresado en m³/m³ ó pies cúbicos por barril, medidos a condiciones estándar (presión de 14.7 psi y una temperatura de 60°F). Al respecto, en los yacimientos sub-saturados, como es el caso de los campos maduros de la cuenca de Talara donde se encuentra el Lote IV, al disminuir la presión por la extracción de fluidos, el gas natural que está en solución comienza a liberarse del petróleo y, una vez que declina por debajo del punto de burbuja, el gas se libera, se expande y desplaza al petróleo. En ese sentido, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión es equivalente a la producción. El valor del GOR a nivel de un reservorio guarda relación con el comportamiento productivo y la presión. Para un campo maduro, la variación en el tiempo del GOR es relativamente baja y, para periodos cortos (meses), es válido tomar los valores constantes de GOR (relación de producción de gas y petróleo, ambos medidos a condiciones estándar).

Así, el beneficio ilegalmente obtenido está relacionado al volumen de producción de petróleo asociado al volumen de gas que fue producido en exceso y quemado superando lo autorizado. Ambos conceptos se vinculan debido a que, en el reservorio, el gas está disuelto en el petróleo y, durante la producción del pozo en los lotes, este gas se va desprendiendo del líquido conforme va subiendo a la superficie, teniendo una correspondencia, como se ha indicado en el párrafo precedente.

De acuerdo con lo expuesto, se determinó la “ganancia ilícita”, realizando la conversión de “los 1.36 MMPC (millones de pies cúbicos) de gas natural producido y quemado en exceso en julio de 2018” al “volumen de producción de petróleo asociado a dicho gas en dicho mes”, que asciende a 801 barriles de petróleo. Este volumen de petróleo considerado en el cálculo de multa se obtuvo al dividir el volumen de producción acumulada de petróleo con el volumen de producción acumulada de gas natural, para julio 2018, multiplicado por el volumen de gas natural quemado sin autorización para dicho mes⁴⁰. Cabe señalar que la fuente de estos datos de producción, así como el precio de petróleo aplicado en el cálculo de multa, corresponde a data de PERUPETRO S.A., la cual consta en soporte digital en el SIGED N° 201800130073.

Por lo tanto, la multa impuesta fue determinada considerando la ganancia ilícita obtenida por la administrada con la quema de gas natural en exceso, en observancia del Principio de Razonabilidad, previsto en el numeral 3 del artículo 248° del TUO de la Ley N° 27444, al constituir el criterio más disuasivo para esta infracción.

Finalmente, conforme se ha expuesto en el numeral precedente, GRAÑA Y MONTERO podía haber estimado el volumen de gas natural a quemar considerando para ello los márgenes de error estadísticos propios del sector petrolero que la propia empresa manifiesta conocer y alega en su recurso de apelación.

³⁹ De conformidad con los artículos 103° y 109° de la Constitución Política del Estado.

⁴⁰ 801 barriles= 75,250 barriles (volumen de producción acumulada de petróleo para julio 2018) / 127.80 MMPC (volumen de producción acumulada de gas natural para julio 2018) * 1.36 MMPC (volumen de gas natural quemado sin autorización).

Por consiguiente, se concluye que la multa determinada por la primera instancia respecto de la infracción N° 2 fue calculada de acuerdo con el Principio de Razonabilidad y es proporcional al incumplimiento calificado como infracción; correspondiendo desestimar este extremo del recurso de apelación.

Sobre los incumplimientos N° 11 y 12

10. Con relación a lo alegado en el literal c) del numeral 2 de la presente resolución, cabe señalar que, de acuerdo con el Principio de Concurso de Infracciones previsto en el numeral 6 del artículo 248° del TUO de la Ley N° 27444, *“(…) cuando una misma conducta califique como más de una infracción, se aplicará la sanción prevista para la infracción de mayor gravedad, sin perjuicio que puedan exigirse las demás responsabilidades que establezcan las leyes”*.

Al respecto, corresponde precisar que los incumplimientos Nos. 11 y 12 están referidos a conductas distintas. En efecto, el incumplimiento N° 11 se refiere al hecho de no haber declarado, dentro del plazo legal, el levantamiento de las observaciones declaradas como obligaciones incumplidas en las respectivas “Declaraciones Juradas” (artículo 7° del Procedimiento aprobado por Resolución N° 223-2012-OS/CD); mientras que el incumplimiento N° 12 está referido al hecho de no haber realizado la clasificación de áreas (artículo 237° del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 032-2004-EM).

En ese sentido, al tratarse de conductas infractoras diferentes, no se configura vulneración alguna al Principio de Concurso de Infracciones.

Por lo tanto, corresponde desestimar este extremo del recurso de apelación.

Sobre otros alegatos

11. Respecto de lo manifestado en el literal d) del numeral 2 de la presente resolución, corresponde precisar que de acuerdo con el artículo 33° de la RSFS, modificado por Resolución N° 035-2020-OS/CD, el agente supervisado puede solicitar el uso de la palabra al órgano sancionador o al órgano revisor. La denegatoria a dicha solicitud debe encontrarse debidamente motivada.

Por su parte, el numeral 23.3 del artículo 23° del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, aprobado por Resolución N° 044-2018-OS/CD, establece que corresponde a los Presidentes de las Salas del TASTEM disponer la realización de informes orales cuando lo consideren necesario para resolver el caso, o si algún vocal o el Secretario Técnico Adjunto se lo solicite, o a pedido de parte.

Al respecto, de la revisión de la documentación que obra en el expediente, se advierte que existen elementos suficientes para que esta Sala emita pronunciamiento sobre la materia que ha sido puesta a su conocimiento. Por tal motivo, el Presidente de esta Sala del TASTEM, con la conformidad de los demás vocales que integran este Órgano Colegiado, considera que no es necesario acceder a la solicitud de informe oral formulada por la recurrente.

RESOLUCIÓN N° 137-2020-OS/TASTEM-S2

Asimismo, se debe señalar que, de la revisión de los actuados en el expediente, se verifica que GRAÑA Y MONTERO no ha presentado argumentos adicionales a los expuestos en su recurso de apelación destinados a cuestionar la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL del 13 de enero de 2020.

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

SE RESUELVE:

Artículo 1°. - Declarar que la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL del 13 de enero de 2020 ha quedado **FIRME** en el extremo referido a las infracciones Nos. 1 y 10, en virtud a las razones expuestas en el numeral 7 de la presente resolución.

Artículo 2°. - Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación interpuesto por GRAÑA Y MONTERO PETROLERA S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° 10-2020-OS-DSHL del 13 de enero de 2020 por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución y, en consecuencia, **CONFIRMAR** dicha resolución en sus demás extremos.

Artículo 3°. - Declarar agotada la vía administrativa respecto a lo indicado en el artículo 2° de la presente resolución.

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

«image:osifirma»

PRESIDENTE