



EXPEDIENTE : 016-2016-OEFA/DFSAI/PAS
ADMINISTRADO : PETROBRAS ENERGÍA PERÚ S.A.¹ (AHORA, CNPC PERÚ S.A.²)
UNIDAD AMBIENTAL : LOTE X
UBICACIÓN : DISTRITO DE PARIÑAS, PROVINCIA DE TALARA Y DEPARTAMENTO DE PIURA
SECTOR : HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
MATERIAS : PRUEBA DE INTEGRIDAD MECÁNICA
INCUMPLIMIENTO A COMPROMISOS AMBIENTALES
REGISTRO DE ACTOS ADMINISTRATIVOS

SUMILLA: Se declara la existencia de responsabilidad administrativa de Petrobras Energía Perú S.A. al haberse acreditado la comisión de las siguientes infracciones:

- (i) **Petrobras Energía Perú S.A. no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito; conducta que vulnera lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.**
- (ii) **El Pozo Inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central; conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.**
- (iii) **El pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; y los pozos inyectoros 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena del Lote X, operado por Petrobras Energía Perú S.A. no estaban contemplados en los instrumentos de gestión ambiental; conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.**
- (iv) **Petrobras Energía Perú S.A. no realizó los trabajos de conversión de los pozos productores a inyectoros, de acuerdo a lo establecido en su DIA Central respecto de los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, lo cual**

¹ Registro Único de Contribuyentes N° 20356476434.

² Toda referencia a Petrobras se entenderá como a la empresa CNPC Perú S.A.



trajo como consecuencia la salida de fluidos a través del anular hacia el exterior del pozo; conducta que vulnera lo establecido en el Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

Asimismo, se ordena a Petrobras Energía Perú S.A. como medidas correctivas que cumpla con lo siguiente:

- (i) **En un plazo no mayor de ciento cuarenta (140) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con realizar la Prueba de Integridad Mecánica a los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito del Lote X, a fin de garantizar que el sistema de inyección de agua de producción no fluya a formaciones no previstas.**



Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, en un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe con las pruebas de integridad mecánica de los mencionados pozos inyectoros del Lote X, así como registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84 de los pozos intervenidos.

- (ii) **En un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con acreditar el resane (cementación) de la zona denominada arenas abiertas ubicada sobre el Packer o tapón superior del pozo inyector 2213 del Yacimiento Central, a fin de asegurar que los fluidos inyectados no fluyan a formaciones no previstas.**



Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, en un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe técnico de las actividades de intervención (resane y otras) del pozo 2213 del Yacimiento Central en la zona denominada arena abierta del casing. Asimismo adjuntar registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84, entre otros medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la medida correctiva ordenada (orden de servicio, contrato, entre otros).

- (iii) **En un plazo no mayor de sesenta (60) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con elaborar y presentar ante la autoridad competente un instrumento de gestión ambiental para los pozos inyectoros 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna;**



110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, a efectos de establecer las medidas de prevención y mitigación durante las actividades de inyección.

Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, en un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe que adjunte el instrumento de gestión ambiental de los mencionados pozos; asimismo, que adjunte el cargo de presentación de su solicitud ante la autoridad competente.

- (iv) *En un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, cumpla con acreditar mediante registros de presión en el anular que los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central no presentan fugas de fluidos, a efectos de acreditar que fueron convertidos a pozos inyectores, conforme lo establecido en su DIA Central.*



Para acreditar el cumplimiento de la mencionada medida correctiva, en un plazo de quince (15) días hábiles contados desde el vencimiento del plazo para el cumplimiento de la medida correctiva remitir a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un informe técnico que adjunte los registros de presión en el anular que los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, asimismo, que adjunte otros medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la medida correctiva ordenada (orden de servicio, contratos, entre otros).

Finalmente, se dispone la inscripción en el Registro de Actos Administrativos (RAA) de la presente resolución, sin perjuicio de que si ésta adquiere firmeza, los extremos que declaran la responsabilidad administrativa serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo a la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.



Lima, 6 de abril del 2016

I. ANTECEDENTES

1. Mediante Resolución Directoral N° 230-2006-MEM/AEE del 7 de junio del 2006³, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas (en lo sucesivo, DGAAE del MINEM) aprobó el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Inyección de agua para Recuperación

³ Página 72 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 3, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



Secundaria en Yacimiento Central - Lote X (en lo sucesivo, EIA) a favor de Petrobras.

2. Mediante Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AE del 24 de mayo del 2007⁴, la DGAAE del MINEM aprobó la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "Inyección de Agua para la Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X" (en lo sucesivo, DIA Central) a favor de Petrobras.
3. Mediante Oficio N° 820-2002-EM/DGAA del 5 de junio del 2002, la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas (en lo sucesivo, DGAA del MINEM) aprobó el Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Laguna - Lote X (en lo sucesivo, PMA Laguna) a favor de Petrobras.
4. Mediante Oficio N° 817-2002-EM/DGAA del 5 de junio del 2002, la DGAA del MINEM aprobó el Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Carrizo - Lote X (en lo sucesivo, PMA Carrizo) a favor de Petrobras.
5. Mediante Oficio N° 818-2002-EM/DGAA del 5 de junio del 2002, la DGAA del MINEM aprobó el Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Somatito – Lote X (en lo sucesivo, PMA Somatito) a favor de Petrobras.
6. Mediante Oficio N° 053-2005-MEM/AE del 13 de enero del 2005, la DGAAE del MINEM aprobó el Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Ballena – Lote X (en lo sucesivo, PMA Ballena) a favor de Petrobras.
7. Del 1 al 4 de febrero del 2012, la Dirección de Supervisión del OEFA (en lo sucesivo Dirección de Supervisión) realizó una visita de supervisión regular a las instalaciones del Lote X operada por Petrobras con la finalidad de verificar el cumplimiento a la normativa ambiental y los instrumentos de gestión ambiental.
8. Los resultados de dicha visita de supervisión fueron recogidos en las Actas de Supervisión N° 005486⁵ y N° 005487⁶ y en el Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS⁷ del 11 de junio del 2012, documentos que fueron analizados en el Informe Técnico Acusatorio N° 1085-2015-OEFA/DS⁸ (en lo sucesivo, Informe Técnico Acusatorio). Cabe señalar que las actas, el Informe de Supervisión y el Informe Técnico Acusatorio son documentos emitidos por la Dirección de

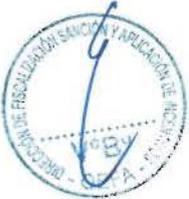
⁴ Página 70 y 71 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 3, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁵ Página 23 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁶ Página 25 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁷ Archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS, contenido en CD que obra en el folio 15 del Expediente (parte 1 (120 paginas), Tomo II parte 1 (200 páginas), parte 2 (129 páginas), parte 3 (86 páginas), y parte 4 (84 páginas)).

⁸ Folios del 1 al 15 del Expediente.





Supervisión que contienen el detalle de los supuestos incumplimientos de obligaciones ambientales fiscalizables cometidos por Petrobras.

9. Así, mediante la Resolución Subdirectoral N° 072-2016-OEFA-DFSAI/SDI⁹ del 28 de enero del 2016¹⁰, la Subdirección de Instrucción e Investigación del OEFA inició el presente procedimiento administrativo sancionador contra Petrobras, imputándole a título de cargo lo siguiente:

| N° | Supuestas conductas infractoras | Norma que tipifica la presunta infracción administrativa | Norma que tipifica la eventual sanción | Eventual sanción |
|----|--|---|--|------------------|
| 1 | Petrobras no realizó la prueba de integridad mecánica a los pozos inyectoros 1502, 1875, 2106P, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 2043, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9988, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9277, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 2412, 8304, 8319, 9408, 9499, 10039, 10041 del Yacimiento Somatito. | Literal c) del Artículo 77° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM. | Numeral 3.10.1 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias | Hasta 500 UIT |
| 2 | Los pozos inyectoros 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523 del yacimiento Ballena; los pozos inyectoros 2213 y 9029 del Yacimiento central; y, los pozos inyectoros 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna, operados por Petrobras, contarían con arenas abiertas sobre el Packer Superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM | Numeral 3.4.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias. | Hasta 100 UIT |
| 3 | Petrobras contaría con pozos inyectoros activos en el Lote X que no estaban contemplados en su EIA | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo | Numeral 3.4.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y | Hasta 150 UIT |

⁹ Folios del 97 al 102 del Expediente.

¹⁰ Notificada el 27 de agosto de 2013. Folio 103 del Expediente.



| | | | | |
|---|---|--|--|---------------|
| | | N° 015-2006-EM | Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias. | |
| 4 | Petrobras no habría realizado los trabajos de conversión de los pozos productores a inyectores establecidas en su DIA Central, respecto de los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, lo cual trajo como consecuencia la salida de fluidos a través del anular hacia el exterior del pozo. | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM | Numeral 3.4.4 de la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos, contenida en la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD y sus modificatorias. | Hasta 250 UIT |



10. El 26 de febrero del 2016, Petrobras presentó sus descargos contra las imputaciones que dieron inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, alegando lo siguiente¹¹:

(i) **Hecho imputado N° 1: Petrobras no habría realizado la prueba de integridad mecánica a los pozos inyectores 1502, 1875, 2106P, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectores 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 2043, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9988, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectores 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9277, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectores 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectores 1619, 2412, 8304, 8319, 9408, 9499, 10039, 10041 del Yacimiento Somatito**



- En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señala que mediante la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012 presentada a la Dirección de Supervisión el 6 de febrero del 2012 remitió el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011" con los registros mensuales de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección (P. Anul PSI), de conformidad con lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH, el cual establece un mecanismo alternativo al procedimiento antes señalado.

- Los registros si fueron evaluados anualmente por un inspector/auditor los mismos que efectuaron recomendaciones y comentarios a los mismos.

¹¹ Folios del 38 al 56 del Expediente.



Dichos registros fueron alcanzados al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en lo sucesivo, OSINERGMIN) conforme a los requerimientos establecidos, según se verifica en el cargo de presentación de la Carta PEP-GCI-OP-0406-2010.

- Las conclusiones del inspector/auditor sobre el estado mecánico del sistema de inyección y las recomendaciones para su continuidad de uso fueron contempladas para los pozos inyectoros, los mismos que fueron incluidos en el informe técnico de integridad mecánica de pozos inyectoros remitido mediante la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012.

(ii) **Hecho imputado N° 2: Los pozos inyectoros 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523 del Yacimiento Ballena; los pozos inyectoros 2213 y 9029 del Yacimiento Central; y, los pozos inyectoros 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna, operados por Petrobras, contarían con arenas abiertas sobre el Packer Superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central**

- Con relación al DIA Central la DGAAE del MINEM previo a su aprobación, formuló la siguiente observación:

*"3° Observación: Solo se dan la ubicación de los pozos inyectoros mas no señalan la **profundidad** de inyección ni **arenas receptoras** de agua de inyección. Deben señalarse en un gráfico el pozo inyector y equipo de subsuelo como **tubing, packer, tubería de revestimiento y profundidades**"*

- Presentó el levantamiento de la mencionada observación mediante gráfico en el Anexo 1 indicando la profundidad de inyección, arenas receptoras y equipos de subsuelo (tubería, packers y mandrels), más no se detalla si esos pozos tendrán arenas abiertas sobre el packer superior. Para acreditar lo indicado adjunta la Figura N° 1. Pozo Inyector Central. Por lo tanto, se advierte que el OEFA analizó otro gráfico con anotaciones que no fueron propuestas en el instrumento de gestión ambiental.
- Además, dado que el DIA Central fue aprobado en el año 2007 constituye obligaciones solo para el Yacimiento Central y no para los Yacimientos Ballena y Laguna, cuyos instrumentos de gestión ambiental fueron aprobados anteriormente. No obstante, el OEFA imputó presuntos incumplimientos detectados en los Yacimientos Ballena y Laguna con obligaciones contenidas en el DIA Central.

(iii) **Hecho imputado N° 3: Petrobras contaría con pozos inyectoros activos en el Lote X que no estaban contemplados en su EIA**

a) Sobre el Yacimiento Central

- El Pozo 9037 fue cerrado y se colocó precinto de seguridad.

b) Sobre el Yacimiento Laguna

- El Pozo 7593 fue abandonado y cuenta con instrumento de gestión ambiental aprobado por la DGAAE, quedando pendiente los Pozos 8006 y 8007 (actualmente activos)

c) Sobre el Yacimiento Carrizo

- El Pozo 110 se encuentra cerrado desde marzo del 2012, el Pozo 1624 fue convertido en pozo productor en julio del 2012 y el Pozo 9126 se encuentra inactivo desde noviembre del 2014, quedando pendientes los Pozos 1699, 1979, 2019, 2162 y 9989 (actualmente activos).

d) Sobre el Yacimiento Somatito

- En el referido PMA Somatito se considera el criterio de área aprobado para los pozos que se encuentran dentro de la misma. Debido a ello no se tiene una relación de pozos como lo otros instrumentos de gestión ambiental.
- Los pozos reinyectores mencionados en la presente Resolución Subdirectoral se encuentran dentro del área aprobada en dicho PMA. Por lo que no se incumplió lo establecido en el mencionado instrumento de gestión ambiental con relación a este Yacimiento.

e) Sobre el Yacimiento Ballena

- En el referido PMA Ballena se considera el criterio de área aprobado para los pozos que se encuentran dentro de la misma, siendo estos un total de veintiséis (26) pozos.
- Los Pozos 2143, 2287, 2344, 9797 y 10134 se encuentran debidamente mencionados en la página 6 del PMA del Yacimiento Ballena.
- Los Pozos 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5857, 6588, 7552, y 10132 se encuentran dentro del área autorizada y aprobada por el PMA del Yacimiento Ballena.
- El Pozo 5937 fue un pozo productor que se convirtió en pozo inyector en enero del año 2007 y fue cerrado en el mes de octubre del año 2012 para no sobrepasar el número total de pozos aprobados en el PMA. Quedan pendientes los Pozos 1502 y 5621 (actualmente activos)

(iv) **Hecho imputado N° 4: Petrobras no habría realizado los trabajos de conversión de los pozos productores a inyectores establecidas en su DIA Central, respecto de los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, lo cual trajo como consecuencia la salida de fluidos a través del anular hacia el exterior del pozo**

- Realizó trabajos de conversión tal como se menciona en el DIA Central; sin embargo, al momento de la visita de supervisión se registró altas presiones por fallas mecánicas en el elemento aislante packer el cual habría originado salida de fluidos a través del anular.
- Luego de la visita de supervisión esta observación fue subsanada mediante intervenciones de subsuelo (pulling) de acuerdo al siguiente detalle: (i) El Pozo 9277 fue intervenido el 18 de abril del año 2012 y posteriormente cerrado en octubre del 2012 por problemas mecánicos; y, (ii) el Pozo 9951 fue intervenido el 19 de abril del 2012 corrigiéndose la





falla y actualmente se encuentra inyectando sin salida de fluidos por el anular. A efectos de sustentar lo indicado adjunta Reporte de intervención de pulling Pozo EA 9951¹².

(v) **Otros documentos adjuntos:**

- Con relación al requerimiento efectuado mediante la Resolución Subdirectoral adjunta cargo de la Carta PEP-APLX-OP-520-2013 presentada a la Dirección de Supervisión el 6 de agosto del 2013 "Informe de Integridad de Pozos Inyectores 2012 - 2013"¹³.

II. CUESTIONES EN DISCUSIÓN

11. En el presente procedimiento administrativo sancionador, las cuestiones en discusión consisten en determinar:

- (i) Primera cuestión en discusión: Si Petrobras realizó la prueba de integridad mecánica a los pozos inyectores 1502, 1875, 2106P, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectores 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 2043, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9988, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectores 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9277, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectores 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectores 1619, 2412, 8304, 8319, 9408, 9499, 10039, 10041 del Yacimiento Somatito
- (ii) Segunda cuestión en discusión: Si los pozos inyectores 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523 del Yacimiento Ballena; los pozos inyectores 2213 y 9029 del Yacimiento Central; y, los pozos inyectores 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna, operados por Petrobras, contaban con arenas abiertas sobre el Packer Superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central
- (iii) Tercera cuestión en discusión: Si Petrobras contaba con pozos inyectores activos en el Lote X que no estaban contemplados en su EIA
- (iv) Cuarta cuestión en discusión: Si Petrobras realizó los trabajos de conversión de los pozos productores a inyectores establecidas en su DIA Central, respecto de los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, lo cual trajo como consecuencia la salida de fluidos a través del anular hacia el exterior del pozo
- (v) Quinta cuestión en discusión: Si corresponde ordenar una medida correctiva contra Petrobras.



III. CUESTIÓN PREVIA

¹² Folios del 46 al 54 del Expediente.

¹³ Folios 55 al 56 del Expediente.



III.1 Normas procedimentales aplicables al procedimiento administrativo sancionador. Aplicación de la Ley N° 30230 y de la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD

12. Mediante la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país (en lo sucesivo, Ley N° 30230), publicada el 12 de julio del 2014, se ha dispuesto que durante un plazo de tres (3) años, contados a partir de su publicación, el OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.
13. El Artículo 19° de la Ley N° 30230 establece que durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales, en los cuales, si declara la existencia de una infracción, únicamente dictará una medida correctiva destinada a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador; salvo las siguientes excepciones¹⁴:
 - a) Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.
 - b) Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.
 - c) Reincidencia, entendiéndose por tal como la comisión de la misma infracción dentro de un periodo de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción.



Para estos supuestos se dispuso que se tramitaría el procedimiento conforme el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Presidencia de



Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.

"Artículo 19°.- Privilegio de la prevención y corrección de las conductas infractoras

"En el marco de un enfoque preventivo de la política ambiental, establécese un plazo de tres (3) años contados a partir de la vigencia de la presente Ley, durante el cual el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA privilegiará las acciones orientadas a la prevención y corrección de la conducta infractora en materia ambiental.

Durante dicho período, el OEFA tramitará procedimientos sancionadores excepcionales. Si la autoridad administrativa declara la existencia de infracción, ordenará la realización de medidas correctivas destinadas a revertir la conducta infractora y suspenderá el procedimiento sancionador excepcional. Verificado el cumplimiento de la medida correctiva ordenada, el procedimiento sancionador excepcional concluirá. De lo contrario, el referido procedimiento se reanudará, quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.

Mientras dure el período de tres (3) años, las sanciones a imponerse por las infracciones no podrán ser superiores al 50% de la multa que correspondería aplicar, de acuerdo a la metodología de determinación de sanciones, considerando los atenuantes y/o agravantes correspondientes. Lo dispuesto en el presente párrafo no será de aplicación a los siguientes casos:

- a) *Infracciones muy graves, que generen un daño real y muy grave a la vida y la salud de las personas. Dicha afectación deberá ser objetiva, individualizada y debidamente acreditada.*
- b) *Actividades que se realicen sin contar con el instrumento de gestión ambiental o la autorización de inicio de operaciones correspondientes, o en zonas prohibidas.*
- c) *Reincidencia, entendiéndose por tal la comisión de la misma infracción dentro de un periodo de seis (6) meses desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción."*



Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD, (en lo sucesivo, TUO del RPAS)¹⁵, aplicándole el total de la multa calculada.

14. En concordancia con ello, en el Artículo 2° de las Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país, aprobadas mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD, se dispuso que tratándose de los procedimientos sancionadores en trámite en primera instancia administrativa, corresponde aplicar lo siguiente:

(i) Si se verifica la existencia de infracción administrativa en los supuestos establecidos en los Literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, se impondrá la multa que corresponda, sin reducción del 50% (cincuenta por ciento) a que se refiere la primera oración del tercer párrafo de dicho artículo, y sin perjuicio de que se ordenen las medidas correctivas a que hubiere lugar.



(ii) Si se verifica la existencia de infracción administrativa distinta a los supuestos establecidos en los Literales a), b) y c) del tercer párrafo del Artículo 19° de la Ley N° 30230, primero se dictará la medida correctiva respectiva, y ante su incumplimiento, la multa que corresponda, con la reducción del 50% (cincuenta por ciento) si la multa se hubiera determinado mediante la Metodología para el cálculo de las multas base y la aplicación de los factores agravantes y atenuantes a utilizar en la graduación de sanciones, aprobada por Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 035-2013-OEFA/PCD, o norma que la sustituya.

15. Asimismo, de acuerdo al Artículo 6° del mencionado Reglamento, lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 no afecta la potestad del OEFA de imponer multas coercitivas frente al incumplimiento de medidas cautelares y medidas correctivas, de conformidad con lo establecido en el Artículo 199° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en lo sucesivo, LPAG), los Artículos 21° y 22° de la Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en lo sucesivo, Ley del SINEFA), y los Artículos 40° y 41° del TUO del RPAS.

16. Al respecto, las infracciones imputadas en el presente procedimiento administrativo sancionador son distintas a los supuestos establecidos en los literales a), b) y c) del Artículo 19° de la Ley N° 30230, toda vez que de las imputaciones no se evidencia un presunto daño real a la salud o vida de las personas, el desarrollo de actividades sin certificación ambiental o reincidencia. En tal sentido, de acreditarse la existencia de infracción administrativa, corresponderá emitir:

(i) Una primera resolución que determine responsabilidad administrativa y ordene la correspondiente medida correctiva, de ser el caso.

¹⁵

El 7 de abril del 2015, se publicó en el diario oficial "El Peruano", el Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.



- (ii) En caso de incumplir la medida correctiva, una segunda resolución que sancione la infracción administrativa y le aplique multas coercitivas.
17. Cabe resaltar que en aplicación de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, la primera resolución suspenderá el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de la medida correctiva, de lo contrario se reanudará quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva.
18. En tal sentido, en el presente procedimiento administrativo sancionador corresponde aplicar las disposiciones contenidas en la Ley N° 30230 y en la Resolución de Consejo Directivo N° 026-2014-OEFA/CD.

IV. ANÁLISIS DE LAS CUESTIONES EN DISCUSIÓN

IV.1. Los hechos comprobados en el ejercicio de la función supervisora

19. Antes de proceder con el análisis de las cuestiones en discusión, es preciso indicar que las conductas imputadas materia del presente procedimiento administrativo sancionador fueron detectadas durante el desarrollo de las acciones de supervisión del OEFA.
20. Asimismo, el Artículo 16° del TUO del RPAS¹⁶ señala que los informes técnicos, actas de supervisión u otros documentos similares constituyen medios probatorios dentro del procedimiento administrativo sancionador y la información contenida en ellos –salvo prueba en contrario– se presume cierta y responde a la verdad de los hechos que en ellos se afirma¹⁷.
21. Por consiguiente, los hechos constatados por los funcionarios públicos, quienes tienen la condición de autoridad, y que se precisen en un documento público observando lo establecido en las normas legales pertinentes, adquirirán valor probatorio dentro de un procedimiento administrativo sancionador, sin perjuicio de las pruebas que puedan adoptar los administrados en virtud de su derecho de defensa.
22. Por lo expuesto, se concluye que el Informe de Supervisión y las Actas de Supervisión correspondiente a la supervisión especial realizada del 1 al 4 de



¹⁶ Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/CD
"Artículo 16°.- Documentos públicos
 La información contenida en los informes técnicos, actas de supervisión u otros documentos similares constituyen medios probatorios y se presume cierta, salvo prueba en contrario."

¹⁷ En este contexto, Garberí Llobregat y Buitrón Ramírez señalan lo siguiente:
 "(...), la llamada "presunción de veracidad de los actos administrativos" no encierra sino una suerte de prueba documental privilegiada, en tanto se otorga legalmente al contenido de determinados documentos la virtualidad de fundamentar por sí solos una resolución administrativa sancionadora, siempre que dicho contenido no sea desvirtuado por otros resultados probatorios de signo contrario, cuya proposición y práctica, como ya se dijo, viene a constituirse en una "carga" del presunto responsable que nace cuando la Administración cumple la suya en orden a la demostración de los hechos infractores y de la participación del inculpaado en los mismos". (GARBERÍ LLOBREGAT, José y BUITRÓN RAMÍREZ, Guadalupe. *El Procedimiento Administrativo Sancionador*. Volumen I. Quinta edición. Valencia: Tirant Lo Blanch, 2008, p. 403).
 En similar sentido, se sostiene que "La presunción de veracidad de los hechos constatados por los funcionarios públicos es suficiente para destruir la presunción de inocencia, quedando a salvo al presunto responsable la aportación de otros medios de prueba (...)". (ABOGACÍA GENERAL DEL ESTADO. DIRECCIÓN DEL SERVICIO JURÍDICO DEL ESTADO. MINISTERIO DE JUSTICIA. *Manual de Derecho Administrativo Sancionador*. Tomo I. Segunda edición. Pamplona: Arazandi, 2009, p. 480).



febrero del 2012 al Lote X de Petrobras, constituye medio probatorio fehaciente, al presumirse cierta la información contenida en ellos; sin perjuicio del derecho del administrado de presentar los medios probatorios que acrediten lo contrario.

IV.2. Análisis de la primera cuestión en discusión: Determinar si Petrobras realizó las pruebas de integridad mecánica a los pozos inyectoros 1502, 1875, 2106P, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 2043, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9988, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9277, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 2412, 8304, 8319, 9408, 9499, 10039, 10041 del Yacimiento Somatito.

IV.2.1 Marco normativo: La obligación de los Titulares de Actividades de Hidrocarburos de someter sus pozos inyectoros a pruebas de integridad mecánica cada cinco (5) años

- 
23. El Literal c) del Artículo 77° del RPAAH¹⁸ establece que cada cinco (5) años los titulares de las actividades de hidrocarburos deberán someter cada pozo inyector a una prueba de integridad mecánica y el informe de la prueba será remitido al OSINERG (ahora, OEFA).
24. De la citada disposición normativa, se desprende que los titulares de las actividades de hidrocarburos, cuando realicen la disposición final del agua de producción producida por el sistema de reinyección, tienen la obligación de realizar una prueba de integridad a cada pozo inyector cada cinco (5) años y el informe de la prueba será remitido al OEFA¹⁹, entidad encargada de la supervisión y fiscalización de dicha obligación.
- 
25. La prueba de integridad mecánica es una evaluación de los diferentes componentes de un pozo inyector, tales como (i) la cementación, (ii) tuberías de revestimiento, (iii) tuberías de inyección, y, (iv) tapones, ello a efectos de verificar que el sistema garantice que el agua inyectada no está fluyendo a formaciones no previstas²⁰.

¹⁸ Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-PCM.

"Artículo 77°.- La disposición final del Agua de Producción producida por el sistema de reinyección será efectuada con sistemas diseñados y operados de acuerdo con las siguientes especificaciones:

(...)

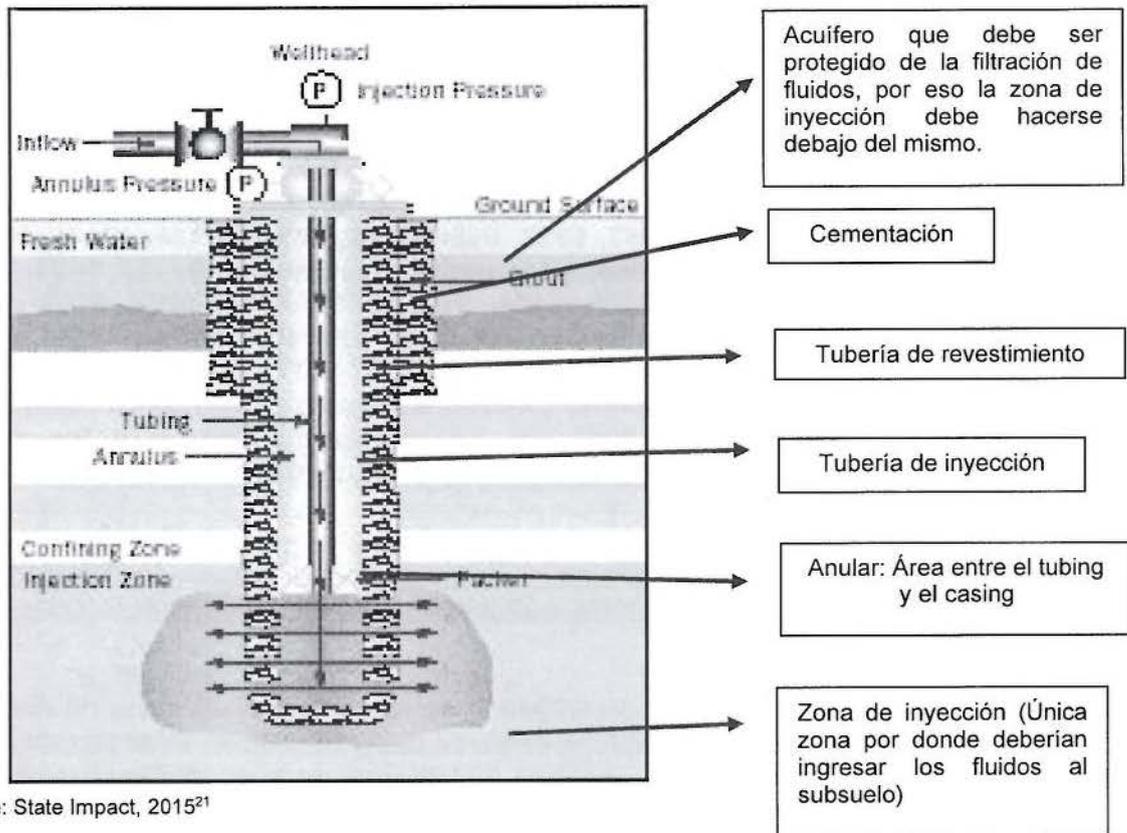
c) Cada cinco (5) años se deberá someter cada pozo inyector a una Prueba de Integridad Mecánica. El informe de la prueba será remitido a OSINERG.

(...)"

¹⁹ Conforme a lo dispuesto en el Artículo 4° del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM que aprueba el inicio del proceso de transferencia de funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental del OSINERGMIN al OEFA, al término del proceso de transferencia de funciones, toda referencia a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental que realiza el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN, se entenderá como efectuada al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental-OEFA.

²⁰ Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-PCM.

Artículo 4: Definiciones. Prueba de Integridad Mecánica.



Fuente: State Impact, 2015²¹



26. Por tanto, las pruebas de integridad mecánica en los pozos de inyección son importantes para tener la seguridad que los fluidos inyectados no están filtrándose en zonas del subsuelo no planificadas, lo cual podría traer como consecuencia la contaminación de cuerpos de agua subterránea.

IV.2.2. Análisis del hecho imputado N° 1

27. Durante la vista de supervisión realizada del 1 al 4 de febrero del 2012, la Dirección de Supervisión detectó que todos los pozos del Lote X tienen una antigüedad de más de 30 años por lo que señaló que una "evaluación" del estado actual del casing y la cementación de cada uno de los pozos inyectores consistente en la toma del Registro Eléctrico (USIT y CBL) garantizaría que el agua inyectada no fluya a formaciones no previstas, conforme consta el Acta de Supervisión N° 005486²²:



"1) Todos los pozos inyectores del Lote X, tiene una antigüedad de más de 30 años, por lo que una "evaluación" del estado actual del casing y la cementación de cada uno de los pozos inyectores, pasa por la toma del Registro Eléctrico correspondiente (USIT y CBL), dicha información garantizaría que el agua inyectada no fluya a formaciones no previstas, por lo tanto Petrobras deberá

²¹ Portal Virtual Oficial de State Impact. DEP reverses decision over waste water disposal well. Estados Unidos, 2015. Disponible en: <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2015/03/18/dep-reverses-decision-over-waste-water-disposal-well/> Consulta realizada el 28 de marzo del 2016

²² Página 23 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



realizar los RREE a todos los pozos inyectoros. El no contar con esta información actualizada representa un incumplimiento al Artículo 9° del D.S. N° 015.2006 (SIC) y el Artículo 77° Literal "c" del mismo Decreto Supremo.
(...)"

(El subrayado ha sido agregado)

28. Asimismo, la Dirección de Supervisión señaló en el Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS²³ que todos los pozos inyectoros del Lote X tienen más de 30 años de antigüedad y no cuentan con un registro actualizado de la cementación acorde con lo indicado con el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH, conforme se aprecia a continuación:

“Observación N° 1

*Todos los Pozos Inyectores del Lote X, tienen más de 30 años de antigüedad, y no cuentan con un registro actualizado del estado de la **CEMENTACIÓN**, acorde con lo indicado en el artículo 77° literal (c), del D.S. N° 015-2006-EM, "Cada cinco (05) años, corresponde evaluar el estado de la **Cementación** de los Pozos Inyectores"..*

Según lo indicado por el Administrado; el estado de la Cementación de un Pozo se evalúa mediante los registros de CBL y VDL.

Por lo tanto, el Administrado, deberá alcanzar al OEFA el informe de la evaluación del estado de la cementación de todos los pozos re-inyectores:

Yacimiento Ballena; 26 Pozos: 1502, 1875, 2106P, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523.

Yacimiento Carrizo; 18 Pozos: 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 2043, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9988, 9989, 9991, 10208, 10209.

Yacimiento Central; 18 Pozos: 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9277, 9407, 9562, 9813, 9951.

Yacimiento Laguna; 07 Pozos: 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049.

Yacimiento Somatito; 08 Pozos: 1619, 2412, 8304, 8319, 9408, 9499, 10039, 10041.

Por lo tanto, el Administrado deberá realizar a la brevedad la evaluación del estado de la cementación de todos los pozos inyectoros del Lote X, con una periodicidad cinco (05) años, lo cual garantizaría que el agua inyectada no fluya a formaciones no previstas."

Observación N° 5

"Todos los Pozos Inyectores del Lote X, tienen más de 30 años de antigüedad, y no cuentan con un registro eléctrico actualizado del estado del CASING, el Administrado viene evaluando el estado del CASING mediante Pruebas de Hermeticidad; al respecto se ha observado lo siguiente:

1. Petrobras realizó la Prueba de Hermeticidad a treinta y ocho (38) Pozos Inyectores en total:

a) **Yacimiento Ballena; 11 Pozos:** 1875, 2143, 2146, 2151, 2331, 5621, 5857, 9797, 10134, 10144, 10232.

b) **Yacimiento Carrizo; 14 Pozos:** 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9158, 9162, 9401, 9989, 9991, 10208, 1029.

²³ Página 36 y 40 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



- c) **Yacimiento Central; 07 Pozos:** 1294, 9037, 9057, 9077, 9229, 9813, 9951.
 d) **Yacimiento Laguna; 01 Pozo:** 8007.
 e) **Yacimiento Somatito; 05 Pozos:** 1619, 8304, 8319, 9408, 10039.

2. De las treinta y ocho (38) Pruebas de hermeticidad realizadas; solamente tres (03) de ellos cumplen con el objetivo y corresponden a los pozos EA1294, EA9037 y EA9229 del Yacimiento Central, mientras que las otras pruebas no son representativas, debido a que la presión del sistema es mucho mayor (1300 psi), a la presión de Prueba de hermeticidad (500 psi).

Adicionalmente, los Pozos: EA2143, 2146, 9797, 10144, 10232, 1979, 9401, 1294 tienen más de cinco (05) años de haberseles realizado la Prueba de hermeticidad.

Por lo tanto el Administrado deberá realizar la evaluación correspondiente del estado del casing de los treinta y cinco (35) pozos: once (11) pozos inyectoros del Yacimiento ballena, catorce (14) pozos del Yacimiento Carrizo, cuatro (04) pozos del Yacimiento Central, un (01) Pozo del Yacimiento Laguna y cinco (05) pozos de Yacimiento Somatito; debido a que la prueba de hermeticidad a que fueron sometidos los referidos pozos, no es representativa, por lo señalado líneas arriba.

Además, el Administrado no alcanzo el Procedimiento y/o Instructivo para realizar las Pruebas de Hermeticidad, solicitado por la Autoridad en el Punto N° 4 de la Carta N 480-2012-OEFA/DS. Respecto a este punto presento Procedimiento Operativo para Intervención de Pozos Inyectoros de Agua en el Lote X.

El Administrado incumple el Artículo 77 literal c) del D.S. N 015-2006-EM".



29. Mediante la Carta N° 1884-2012-OEFA/DS²⁴ notificada el 16 de octubre del 2012, se otorgó a Petrobras un plazo de diez (10) días hábiles contados a partir de su recepción, a fin de que cumpla con presentar los descargos a las observaciones formuladas en las Actas de Supervisión.
30. Mediante el escrito con N° de Registro 2012-E01-023418 del 30 de octubre del 2012²⁵, Petrobras presentó el levantamiento a las observaciones señalando lo siguiente:

"1. OBSERVACIÓN N° 1

(...)

Sobre el particular, corresponde precisar que si bien el literal c. del artículo 77 de la norma antes citada, señala que cada cinco años se deberá someter cada pozo inyector a una Prueba de Integridad Mecánica, e informarse de ello a OSINERGMIN; el literal d) del referido artículo, establece también un mecanismo alternativo al procedimiento antes señalado, referido al control y registros de presiones de tubos y forros, el cual es aceptado para reemplazar la Prueba de Integridad Mecánica.

En ese sentido, debemos señalar que, -considerando la definición terminológica de la Prueba de Integridad Mecánica, conforme a lo establecido en el artículo 4° (Definiciones) del D.S. N° 015-2006-EM-; PEP de acuerdo a sus directrices corporativas y políticas de Seguridad, Medio Ambiente y Salud, cumple con lo establecido en el literal d. del artículo 77 de la norma antes citada, toda vez que contamos con el registro de pruebas de presión de tubos y anular



²⁴ Página 7 a la 10 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

²⁵ Página 111,113 y 117 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



Por tanto, consideramos que PEP no ha incumplido norma alguna, toda vez que dicha información se viene presentando a la autoridad competente, desde el año 2010 (Anexo 1 – Informe Técnico Integridad Mecánica 2010, 2011).
(...).”

“5. OBSERVACIÓN N° 5

(...)

Sobre el particular, debemos señalar que a la fecha se viene evaluando el estado del casing mediante pruebas de hermeticidad.

Estas pruebas, se realizan para evaluar el correcto funcionamiento del sello del elemento aislante (Packer) y el estado del casing, y se ejecutan durante la intervención de mantenimiento de pozo con la bomba de equipo de pulling pesado.

Este procedimiento garantiza que el rango de presiones empleado asegure el buen estado del elemento aislante packer y del casing.

Asimismo, cumplimos con informar que mediante carta PEP-GCIA-OPE-095-2012 (Anexo 4) se presentó a OEFA el Procedimiento Operativo para la intervención de pozos inyectores de agua en el Lote X.

Por lo expuesto, debemos precisar que cumplimos con lo establecido en el literal d) del artículo 77° del D.S. N° 015-2006-EM, pues se vienen presentando informes de medición de presiones por tubos y anular.”

31.

Al respecto, la Dirección de Supervisión señaló en el Informe Técnico Acusatorio que los documentos presentados por el administrado no reemplazan la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectores, de acuerdo a las consideraciones que a continuación se detallan:

16. Sobre el particular, en sus descargos PETROBRAS señala que no cuenta con la Prueba de Integridad Mecánica; toda vez que, en virtud del literal d) del artículo 77° del citado dispositivo legal, cuenta con el Registro de pruebas de presión de tubos y anular de Diciembre 2011; sin embargo, dicho documento:

- **No contiene un registro mensual de la presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección;**
- **No habría sido evaluado anualmente por un inspector/auditor habilitado y contratado por el operador y su informe alcanzado a OSINERGMIN.**
- **No contiene las conclusiones del inspector/auditor sobre el estado mecánico del sistema de inyección y las recomendaciones para la continuación de su uso.**

17. Es decir, que el Registro de pruebas de presión de tubos y anular presentado por PETROBRAS en reemplazo de la Prueba de Integridad Mecánica, no cumple con las exigencias contenidas en el literal d) del artículo 77° del RPAAH.

18. Asimismo, respecto a la Prueba de Hermeticidad, cabe indicar que ésta evalúa el correcto funcionamiento del sello del elemento aislante (packer) y el estado del casing, siempre que la presión aplicada sea igual o mayor a la presión de operación del sistema; lo cual -en el presente caso- no ocurre, toda vez que las Pruebas de Hermeticidad realizadas por PETROBRAS a los pozos reinyectores en el Lote X, han utilizado una presión de 500 psi, en la mayoría de los pozos, según consta en el Anexo 4 “Informe de Pruebas de Hermeticidad” de la Carta N° PEP-GCIA-OPE-095-2012 de fecha 08 de marzo de 2012 (escrito con registro N° 2012-E01-005762-2012 de fecha 09 de marzo de 2012) siendo que la presión del





sistema de reinyección varía entre 1000 y 1500 psi; es decir, **dicha prueba no resulta representativa.**

19. Además, la Prueba de Presión permite evaluar la hermeticidad del packer y que el casing no presente ningún orificio (hueco); sin embargo, **esta prueba no permite determinar el grado de deterioro interno y/o externo por efectos de corrosión del referido casing, como sí podría ser detectado por un registro eléctrico.**

20. De mismo modo, la prueba de Hermeticidad, no permite determinar el estado de la cementación, como sí podría ser detectado por los registros eléctricos correspondientes. Cabe resaltar que, de acuerdo a lo mencionado por PETROBRAS en el Informe Técnico de Pruebas de Integridad Mecánica en Pozos Reinyectores, presentado a OEFA mediante Carta N° PEP-GCIA-OPE-049-2012 de fecha 02 de febrero de 2012, estos pozos cuentan con unos registros eléctricos que corresponden al momento en que se hizo la completación del pozo, es decir, hace más de treinta (30) años. Textualmente -en el folio 7- PETROBRAS señala lo siguiente:

1. **Estado Actual**

(...)

"Cabe precisar que las cementaciones se evalúan con registros de adherencia CBL - VDL, y la mayoría de estos pozos tienen el registro inicial durante la completación.

(...)"

21. Asimismo, respecto al Procedimiento Operativo para Intervención de Pozos Reinyectores de Agua en el Lote X, cabe señalar que es un procedimiento relacionado con el mantenimiento de los pozos reinyectores; lo cual, no tiene ninguna implicancia con la Pruebas de Integridad Mecánica.

(El énfasis ha sido agregado)

32. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señala que mediante la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012 presentada a la Dirección de Supervisión el 6 de febrero del 2012 remitió el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores - Diciembre 2011" con los registros mensuales de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección (P. Anul PSI), de conformidad con lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH, el cual establece un mecanismo alternativo al procedimiento antes señalado.

33. Asimismo agrega que los registros mensuales de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección si habrían sido evaluados anualmente por un inspector/auditor, los mismos que efectuaron recomendaciones y comentarios a los pozos. Dichos registros también habrían sido alcanzados al OSINERGMIN conforme se verifica en el cargo de presentación de la Carta PEP-GCI-OP-0406-2010. Las conclusiones del inspector/auditor sobre el estado mecánico del sistema de inyección y las recomendaciones para su continuidad de uso habrían sido contempladas para los pozos inyectores, los mismos que fueron incluidos en el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores - Diciembre 2011" de la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012.





34. Sobre el particular cabe señalar que mediante la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012 presentada a la Dirección de Supervisión del OEFA el 6 de febrero del 2012, Petrobras remitió el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011". Cabe precisar que dicho informe contiene como parte de sus anexos el cargo de la Carta PEP-GCI-OP-0406-2010 presentada al OSINERGMIN el 14 de agosto del 2010 a través de la cual le remitió el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010".
35. De la revisión del "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011", el administrado señaló que su proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en el Lote X contaba de setenta y siete (77) pozos inyectores. Asimismo, agregó que de todos esos pozos treinta y ocho (38) contaban con pruebas de hermeticidad en el anular; asimismo, de los otros treinta y nueve (39) restantes, que no contaban con prueba de hermeticidad, diecinueve (19) cumplirían con lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH; es decir, con control y registros mensuales de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección; cuatro (4) pozos se encontraban inactivos esperando ser reparados y/o reactivados; nueve (9) fueron recomendados para su abandono permanente y siete (7) pozos activos fueron recomendados para que sus instalaciones de reinyección sean corregidas. Lo indicado por Petrobras en el referido informe se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1.- Resumen del estado de los 77 pozos del Lote X

| PRUEBA | DETALLE | ARTÍCULO 77° DEL RPAAH | N° POZOS |
|--------------------------------------|--|------------------------|----------|
| SI | Pozo con prueba de hermeticidad en pulling y/o WO | Literal C | 38 |
| NO | Pozos con registro de presión directa y anular | Literal D | 19 |
| | Pozos con fuga por Packer y/o tubería rota (Activos) | N/A | 7 |
| | Pozos que esperan reparación (Inactivos) | N/A | 4 |
| | Pozos propuestos para abandono (ATA) | N/A | 9 |
| Total de pozos inyectores del Lote X | | | 77 |

Fuente: Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos – OEFA

36. Dado que el administrado señala que respecto de treinta y ocho (38) pozos de sus Yacimientos habría efectuado las pruebas de hermeticidad y respecto de diecinueve (19) pozos cumpliría con haber realizado control y registros mensuales de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección, de acuerdo a lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH, corresponde verificar el cumplimiento de dichas acciones. Asimismo, corresponde verificar el estado de los veinte (20) pozos con recomendaciones de abandono y reparación, a efectos de determinar si a la fecha de la visita de supervisión del 1 al 4 de febrero del 2012 se encontraban inactivos.
- a) Las pruebas de hermeticidad o pruebas de presión efectuadas por Petrobras a los treinta y ocho (38) pozos inyectores de los Yacimientos Ballena, Carrizo, Central, Laguna y Somatito del Lote X



37. De la revisión del Anexo III – Resumen de pruebas del “Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011” se puede advertir registros de pruebas de hermeticidad en los siguientes pozos de los diferentes Yacimientos:

Cuadro N° 2: Anexo III - Resumen de pruebas²⁶

| POZO | PROYECTO | ESTADO DEL POZO A JULIO 2010 | FECHA DE PRUEBA | PRESION ALCANZADA | HERMETICIDAD ANULAR |
|---------|-------------|------------------------------|-----------------|-------------------|---------------------|
| EA2143 | BALLENA RS | ACTIVA | 20-Feb-05 | 200 | TIENE |
| EA1044 | BALLENA RS | INACTIVA | 26-May-05 | 1000 | TIENE** |
| EA5857 | BALLENA RS | ACTIVA | 17-Sep-11 | 500 | TIENE |
| EA2146 | BALLENA RS | ACTIVA | 4-Oct-06 | 400 | TIENE |
| EA9797 | BALLENA RS | ACTIVA | 8-May-07 | 300 | TIENE |
| EA10232 | BALLENA RS | ACTIVA | 25-May-07 | 1200 | TIENE |
| EA10134 | BALLENA RS | ACTIVA | 8-Feb-08 | 500 | TIENE |
| EA1875 | BALLENA RS | ACTIVA | 19-May-09 | 500 | TIENE |
| EA2151 | BALLENA RS | ACTIVA | 8-Jun-11 | 300 | TIENE |
| EA5621 | BALLENA RS | ACTIVA | 21-Jul-10 | 600 | TIENE |
| EA2331 | BALLENA RS | ACTIVA | 8-May-11 | 500 | TIENE |
| AA1979 | CARRIZO RS | ACTIVA | 23-Feb-07 | 500 | TIENE |
| AA9401 | CARRIZO RS | ACTIVA | 10-Apr-07 | 500 | TIENE |
| AA1699 | CARRIZO RS | ACTIVA | 24-Jul-09 | 400 | TIENE |
| AA9989 | CARRIZO RS | ACTIVA | 25-Apr-08 | 400 | TIENE |
| AA1624 | CARRIZO RS | ACTIVA | 26-Jul-09 | 300 | TIENE |
| AA2019 | CARRIZO RS | ACTIVA | 11-Nov-08 | 500 | TIENE |
| AA110 | CARRIZO RS | ACTIVA | 28-May-09 | 400 | TIENE |
| AA124 | CARRIZO RS | ACTIVA | 31-may-09 | 500 | TIENE |
| AA9126 | CARRIZO RS | ACTIVA | 27-Sep-09 | 800 | TIENE |
| AA10209 | CARRIZO RS | ACTIVA | 29-Sep-09 | 800 | TIENE |
| AA9991 | CARRIZO RS | ACTIVA | 29-Jan-10 | 400 | TIENE |
| AA9158 | CARRIZO RS | ACTIVA | 29-Apr-11 | 300 | TIENE |
| AA10208 | CARRIZO RS | ACTIVA | 25-May-10 | 300 | TIENE |
| AA9162 | CARRIZO RS | ACTIVA | 25-Jun-10 | 500 | TIENE |
| EA1294 | CENTRAL RS | ACTIVA | 23-Aug-05 | 1000 | TIENE |
| EA9951 | CENTRAL RS | ACTIVA | 13-Dec-10 | 500 | TIENE |
| EA9037 | CENTRAL RS | ACTIVA | 28-Sep-11 | 500 | TIENE |
| EA9057 | CENTRAL RS | ACTIVA | 6-Jun-09 | 500 | TIENE |
| EA9229 | CENTRAL RS | ACTIVA | 12-Jun-09 | 1500 | TIENE |
| EA9813 | CENTRAL RS | ACTIVA | 14-Feb-10 | 600 | TIENE |
| EA9077 | CENTRAL RS | ACTIVA | 20-Oct-11 | 500 | TIENE |
| EA8007 | LAGUNA RS | ACTIVA | 27-Nov-08 | 500 | TIENE |
| EA9408 | SOMATITO RS | ACTIVA | 12-Jul-08 | 500 | TIENE |
| EA1699 | SOMATITO RS | ACTIVA | 27-Sep-08 | 300 | TIENE |
| EA10039 | SOMATITO RS | ACTIVA | 15-Apr-09 | 500 | TIENE |
| EA8304 | SOMATITO RS | ACTIVA | 22-Oct-09 | 500 | TIENE |
| EA8319 | SOMATITO RS | ACTIVA | 24-Jan-10 | 500 | TIENE |



38. En virtud de la información contenida en el “Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011” se aprecia que Petrobras efectuó las pruebas de hermeticidad o presión en los pozos de sus Yacimientos Ballena, Carrizo, Central, Laguna y Somatito del Lote X en las siguientes fechas, conforme se detalla a continuación:

²⁶ Páginas del 38 al 42 del Informe de Supervisión contenido en el Disco Compacto – CD obrante a folios 15 del Expediente.



- (i) **Yacimiento Ballena:** Pozos EA2143 el 20 de febrero del 2005, EA1044 el 26 de mayo del 2005, EA5857 el 17 de setiembre del 2011, EA2146 el 4 de octubre del 2006, EA9797 el 8 de mayo del 2007, EA10232 el 25 de mayo del 2007, EA10134 el 8 de febrero del 2008, EA1875 el 19 de mayo del 2009, EA2151 el 8 de junio del 2011, EA5621 el 21 de julio del 2010; y, EA2331 el 8 de mayo del 2011.
- (ii) **Yacimiento Carrizo:** Pozos AA1979 el 23 de febrero del 2007, AA9401 el 10 de abril del 2007, AA1699 el 24 de julio del 2009, AA9989 el 25 de abril del 2008, AA1624 el 26 de julio del 2009, AA2019 el 11 de noviembre del 2008, AA110 el 28 de mayo del 2009, AA124 el 31 de mayo del 2009, AA9126 el 27 de setiembre del 2009, AA10209 el 29 de setiembre del 2009, AA9991 el 29 de enero del 2010, AA9158 el 29 de abril del 2011, AA10208 el 25 de mayo del 2010; y AA9162 el 21 de junio del 2010.
- (iii) **Yacimiento Central:** Pozos EA1294 el 23 de agosto del 2005, EA9951 el 13 de diciembre del 2010, EA9037 el 28 de setiembre del 2011, EA9057 el 6 de junio del 2009, EA9229 el 12 de junio del 2009; y, EA9813 el 14 de febrero del 2010; y, EA9077 el 20 de octubre del 2011.
- (iv) **Yacimiento Laguna:** Pozo EA8007 el 27 de noviembre del 2008.
- (v) **Yacimiento Somatito:** Pozos EA9408 el 12 de julio del 2008, EA1699 el 27 de setiembre del 2008, EA10039 el 15 de abril del 2009, EA8304 el 22 de octubre del 2009; y, EA8319 el 24 de junio del 2010.

39. Al respecto, cabe precisar que conforme se ha indicado el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH establece la obligación de los titulares de hidrocarburos de someter los pozos inyectoros de agua de producción a una prueba de integridad mecánica cada cinco (5) años y remitir el informe a la autoridad competente.

40. La finalidad de dicha prueba de integridad mecánica es garantizar que el agua inyectada (agua de producción) no está fluyendo a formaciones no previstas²⁷. Debido a ello, mediante dicha prueba se debe evaluar los diferentes componentes de los pozos inyectoros, tales como (i) la cementación, (ii) tuberías de revestimiento, (iii) tuberías de inyección, y, (iv) tapones.

41. Sobre el particular cabe señalar que la prueba de hermeticidad o prueba de presión tienen como finalidad verificar la existencia de posibles fugas en la zona del anular de los pozos inyectoros (área ubicada entre la sarta de inyección y el casing); no obstante, la misma no cumple la finalidad de una prueba de integridad mecánica (registros eléctricos), la cual garantiza el buen estado de los diferentes componentes de un pozo inyector, tales como cementación, grado de corrosión de tuberías de revestimiento (casing), tuberías de inyección, tapones (packers)²⁸. En esa misma línea, la Dirección de Supervisión señaló en su

²⁷ Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-PCM.

"Artículo 4: Definiciones.

Prueba de Integridad Mecánica.- Evaluación de los diferentes componentes de un pozo, tales como la cementación, tuberías de revestimiento, tuberías de inyección, tapones, para verificar que el sistema garantiza que el agua inyectada no está fluyendo a formaciones no previstas."

²⁸ Norma Oficial Mexicana NOM-001-CONAGUA-2011, Sistemas de agua potable, toma domiciliaria y alcantarillado sanitario-Hermeticidad-Especificaciones y métodos de prueba.



Informe de Supervisión que la prueba de integridad mecánica no permite determinar el grado de deterioro interno y/o externo del casing por efectos de efectos de corrosión ni el grado de cementación del pozo inyector, conforme se indica:

"(...)

19. Además, la Prueba de Presión permite evaluar la hermeticidad del packer y que el casing no presente ningún orificio (hueco); sin embargo, **esta prueba no permite determinar el grado de deterioro interno y/o externo por efectos de corrosión del referido casing, como sí podría ser detectado por un registro eléctrico.**"

20. **De mismo modo, la prueba de Hermeticidad, no permite determinar el estado de la cementación, como sí podría ser detectado por los registros eléctricos correspondientes. Cabe resaltar que, de acuerdo a lo mencionado por PETROBRAS en el Informe Técnico de Pruebas de Integridad Mecánica en Pozos Reinyectores, presentado a OEFA mediante Carta N° PEP-GCIA-OPE-049-2012 de fecha 02 de febrero de 2012, estos pozos cuentan con unos registros eléctricos que corresponden al momento en que se hizo la completación del pozo, es decir, hace más de treinta (30) años. (...)"**

42. Si bien en el presente caso Petrobras efectuó las pruebas de hermeticidad o pruebas de presión en los mencionados pozos de los Yacimientos Ballena, Carrizo, Central, Laguna y Somatito del Lote X, conforme lo ha señalado la Dirección de Supervisión dichas pruebas no pueden ser consideradas como pruebas de integridad mecánica, conforme a lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH.



43. A mayor abundamiento, a la fecha de la visita de supervisión materia del presente caso (1 al 4 de febrero del 2012), conforme a lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH que establece una frecuencia de cinco (5) años, Petrobras debía acreditar la realización y presentación oportuna de las pruebas de integridad mecánica de los Pozos EA2143 (última intervención 20 de febrero del 2005) y EA2146 (última intervención 4 de octubre del 2006) del Yacimiento Ballena correspondientes al periodo 2010 y 2011, respectivamente. Asimismo, la realización y presentación oportuna de la prueba de integridad mecánica del Pozo EA1294 del Yacimiento Central (última intervención 23 de agosto del 2005) correspondiente al periodo 2010.



44. Sin perjuicio de lo expuesto cabe precisar que respecto del Pozo EA1044 del Yacimiento Ballena, de acuerdo a lo indicado por Petrobras en su "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011", al momento de la visita de supervisión no le correspondía efectuar la prueba de integridad mecánica en tanto que a el pozo se encontraba inactivo; es decir, sin no estaba realizando actividades de inyección de aguas de producción.

b) **Las pruebas de control y registro mensual de la presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección en los diecinueve (19) pozos**

45. Al respecto cabe precisar que el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH establece que la prueba de integridad mecánica que se efectúa en los pozos inyectores cada cinco (5) años puede ser reemplazada por control y registros mensuales de



presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección durante el proceso de la inyección, conforme se detalla a continuación:

"Se podrá reemplazar la Prueba de Integridad Mecánica por un control y registro mensual de la presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección durante el proceso efectivo de inyección. Los registros deberán ser evaluados anualmente por un inspector / auditor contratado por el operador y su informe alcanzado a OSINERG. Este informe deberá contener las conclusiones del inspector / auditor sobre el estado mecánico del sistema de inyección y sobre las recomendaciones para la continuación de su uso."

(El subrayado ha sido agregado)

- 46. En el presente caso Petrobras señaló en su Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011" que diecinueve (19) de sus pozos inyectores no les realizó la prueba de integridad mecánica en tanto que de acuerdo a lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH, reemplazó dicha prueba por controles y registros mensuales de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección.
- 47. De la revisión del Anexo I – Diagramas del "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011" se verifica que Petrobras realizó registros de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección de los siguientes pozos advirtiéndose las siguientes observaciones, conforme se detalla a continuación:

| Yacimiento | Pozo | Registro de presión tubular (Periodo) | Análisis de los diagramas con registros de presión de tubos y forros | Observación |
|------------|------|---------------------------------------|---|---|
| Ballena | 1502 | Inicio de Inyección: 31/07/2005 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre octubre del 2006 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Se observa registros con presiones variadas. Ente los meses de julio del 2009 y setiembre del 2011 se observa registros de hasta 1300 PSI en el anular. |
| | 2122 | Inicio de Inyección: 01/01/2006 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo del 2005 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Se observa registros con presiones constantes menores a 100 PSI. |
| | 2138 | Inicio de Inyección: 01/10/2009 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo del 2005 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones constantes menores a 100 PSI. |





| | | | | |
|--|---------------------|------------------------------------|--|--|
| | *2146 ²⁹ | Inicio de Inyección: 22/11/2005 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre octubre del 2006 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Se observa registros con presiones variadas. En el mes de febrero del 2008 se observa registros de hasta 300 PSI en el anular. |
| | 2147 | Inicio de Inyección: 01/01/2006 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre octubre del 2006 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Se observa registros con presiones constantes con un aproximado de 200 PSI. |
| | 2201 | Inicio de Inyección: 01/01/2005 | No se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo del 2005 hasta abril del 2012. | - |
| | 2287 | Inicio de Inyección: 01/05/2005 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo del 2005 hasta noviembre del 2010. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Entre julio del 2009 y noviembre del 2010 se observa un registro de hasta 800 PSI en el anular. |
| | 2303E | Inicio de Inyección: 01/11/2006 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo del 2005 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Se observa registros con presiones variadas. Entre el mes de febrero del 2008 y julio 2009 se observa un registro de hasta 800 PSI en el anular. |
| | 6588 | Inicio de Inyección: 01/07/2006 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo 2005 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual. | Se observa registros con presiones variadas. Entre el mes de octubre del 2006 y febrero del 2008 se observa un registro de hasta 900 PSI en el anular. |
| | 2344 | Inicio de Inyección: 01/05/2005 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo 2005 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se | Se observa registros con presiones variadas. Entre mayo del 2005 y febrero del 2008 se observa un registro de hasta 200 PSI en el anular. Entre |

29

Cabe precisar que si bien el Pozo 2146 del Yacimiento Ballena fue evaluado en el acápite correspondiente a pruebas de hermeticidad, el Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011 contiene como anexo el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010", el mismo que adjunta registro de presión del mencionado pozo (Ver página 56 del Informe de Supervisión contenido en el Disco Compacto – CD obrante a folios 15 del Expediente).



| | | | | |
|---------|-------|---------------------------------|--|---|
| | | | hayán tomado con una frecuencia mensual. | febrero 2008 y noviembre 2010 se aprecia registros de inyección en el tubo del pozo, pero no registros de presión en el anular. |
| | 10523 | Inicio de Inyección: 01/05/2005 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre mayo del 2005 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Entre el mes de octubre del 2006 y febrero del 2008 se observa un registro de hasta 1100 PSI en el anular. A partir de julio del 2009 se observa registros con presiones constantes con un aproximado de 800 PSI. |
| Central | 1041 | Inicio de Inyección: 01/06/2007 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre aproximadamente marzo del 2009 hasta febrero del 2011. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. Entre el mes de agosto del 2010 y febrero del 2011 se observa un registro de hasta 800 PSI en el anular. |
| | 1956 | Inicio de Inyección: 01/11/2008 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre diciembre del 2008 hasta setiembre del 2011. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. Entre diciembre del 2008 y setiembre del 2011 se observa un registro de hasta 100 PSI en el anular. |
| | 2361 | Inicio de Inyección: 01/07/2007 | No se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre abril del 2007 hasta setiembre del 2011. | |
| | 9012 | Inicio de Inyección: 01/05/2008 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre octubre del 2006 hasta setiembre del 2011. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. Entre febrero y setiembre 2011 se observa un registro de hasta 200 PSI en el anular. |
| | 9029 | Inicio de Inyección: 01/06/2007 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre junio del 2008 hasta setiembre del 2011. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. Entre junio y diciembre del 2008 se observa un registro muy alto de hasta 1300 PSI en el anular. |
| | 9407 | Inicio de Inyección: 01/05/2008 | Se verifica registro de presión en el espacio anular correspondiente al periodo | Se observa solo dos (2) registros con presiones inferiores a |





| | | | | |
|--------|------|---------------------------------|---|---|
| | | | comprendido entre junio del 2008 hasta setiembre del 2011. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | 100 PSI. |
| | 9562 | Inicio de Inyección: 01/06/2007 | Se verifica registros de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre abril del 2009 hasta setiembre del 2011. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. En julio del 2009 se observa un registro de hasta 600 PSI en el anular. |
| Laguna | 8021 | Inicio de Inyección: 01/01/2002 | Se verifica registros de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre diciembre del 2001 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. Entre los años 2010 y 2011 se observa registros muy altos de hasta 1500 PSI en el anular. |
| | 8049 | Inicio de Inyección: 01/01/2002 | Se verifica registros de presión en el espacio anular correspondiente al periodo comprendido entre abril del 2001 hasta abril del 2012. No obstante, no se evidencia que dichos registros de presión se hayan tomado con una frecuencia mensual | Se observa registros con presiones variadas. En mayo del 2005 se observa dos registros muy altos de hasta 1400 PSI. Asimismo, en julio del 2009 se observa un registro muy alto de hasta 1500 PSI en el anular. |



48. Asimismo, del "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011" se aprecia que el mismo no contiene conclusiones con relación a los resultados de los registros de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección; es decir, sobre el sistema mecánico de inyección, de acuerdo a lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH, en tanto el acápite denominado "5.- conclusiones" en el referido informe solo hace una evaluación general del total de los pozos inyectores del Lote X; y del comportamiento observado a través de los registros de presión anular en los pozos (variaciones altas y bajas, tendencias constantes de presión, entre otros).
49. Con relación al acápite denominado "6.-Recomendaciones" estas solo están referidas puntualmente a veinte (20) del total de los pozos inyectores (cuatro (4) pozos inactivos esperando ser reparados, nueve (9) pozos inactivos para ser abandonados; y, siete (7) pozos inactivos para corregir sus sistema de reinyección), los cuales serán analizados con posterioridad en la presente Resolución Directoral.
50. Por lo tanto, lo señalado por Petrobras en su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016 con relación a que las conclusiones y recomendaciones del inspector/auditor sobre el estado mecánico del sistema de inyección habrían sido incluidas en el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011" de la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012, carece de sustento al





haberse acreditado que el mismo no contiene conclusiones con relación a los resultados de los registros de presión evaluados, por lo tanto dicho argumento queda desvirtuado con relación a dicho extremo.

51. En esa misma línea en el Informe de Supervisión la Dirección de Supervisión señaló que el Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011 *“no contienen un registro mensual de la presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección; no habría sido evaluado anualmente por un inspector/auditor habilitado y contratado por el operador (...); ni contiene las conclusiones del inspector/auditor sobre el estado mecánico del sistema de inyección y las recomendaciones para la continuación de su uso”*.
52. En atención a lo expuesto, los registro de pruebas de presión de tubos y anular de los diecinueve (19) pozos detallados en el cuadro precedente no cumplen las exigencias establecidas para que sean consideradas válidamente en reemplazo de la Prueba de Integridad Mecánica establecida en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH.

c) Los veinte (20) pozos inyectores activos e inactivos y abandonados observados por el inspector/auditor

53. En el **“Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011”**, Petrobras que de los treinta y nueve (39) pozos que no contaban con prueba de hermeticidad, cuatro (4) pozos se encontraban inactivos esperando ser reparados y/o reactivados; nueve (9) pozos habrían sido recomendados para su abandono permanente y siete (7) pozos activos habrían sido recomendados para que sus instalaciones de reinyección sean corregidas.
54. De los registros de presión en el espacio anular entre la sarta de revestimiento y la tubería de inyección contenidos en el **“Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011** y en el **“Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010”** presentados a la Dirección de Supervisión el 6 de febrero del 2012 mediante la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012, se verifica que el auditor/inspector concluyó y recomendó lo siguiente:

| Yacimiento | Pozos | Estado al mes de noviembre del 2011 | Recomendación |
|------------|----------|-------------------------------------|---------------|
| Ballena | EA 5937 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 2148 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 7552 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 2106P | ACTIVO | ABANDONAR |
| | EA 2434 | INACTIVO | REPARAR |
| Central | EA 2263 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 2213 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 9277 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 920 | INACTIVO | REPARAR |
| Laguna | EA 8006 | ACTIVO | CORREGIR |
| | EA 7593 | ACTIVO | ABANDONAR |



| | | | |
|----------|----------|----------|-----------|
| | EA 7589 | INACTIVO | ABANDONAR |
| | EA 7594 | INACTIVO | ABANDONAR |
| Carrizo | AA 5973 | INACTIVO | REPARAR |
| | AA 9418 | INACTIVO | REPARAR |
| | AA 9988 | INACTIVO | ABANDONAR |
| | AA 2043 | INACTIVO | ABANDONAR |
| Somatito | EA 2412 | INACTIVO | ABANDONAR |
| | EA 9499 | INACTIVO | ABANDONAR |
| | EA 10041 | INACTIVO | ABANDONAR |

55. Del mismo modo en el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010" se advierte la recomendación de abandono para los siguientes pozos inyectoros:

| POZO | PROYECTO | ESTADO A JULIO 2009 | G.TEORICO (MPD) | G.REAL (MPD) | CABIM (MPD) | GRADO | PERO (MPD) | PRESION COLAPSO (PSI) | INCISO DE RIS | INSTALACION | N° PACKERS | N° MANDELS | N° VALVULAS | FECHA DE PRUEBA | PRESION ALCANZADA (PSI) | MANIFOLD | INTEGRIDAD DE CASING |
|---------|-------------|---------------------|-----------------|--------------|-------------|-------|------------|-----------------------|---------------|-------------|------------|------------|-------------|----------------------------|-------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| EA2106P | BALLENA RE | ACTIVA | | | 8.5 | 15.5 | 8.5 | 3350 | ABANDONADO | | | | | CC-APSC | 100 | RAM - Manifold RS-014 Bateria | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| EAT809 | LADUNA RE | INACTIVA | | | 2.78 | 5.40 | 6.5 | 1077 | ABANDONADO | | | | | Sim Helicóptero rate | | RAM - Manifold RS-002 Laguna | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| EAT804 | LADUNA RE | INACTIVA | | | 2.78 | 5.40 | 6.5 | 1077 | ABANDONADO | | | | | Sim Helicóptero rate | | RAM - Manifold RS-002 Laguna | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| EAT412 | SOMATITO RE | INACTIVA | | | 8.5 | 15.5 | 8.5 | 3350 | ABANDONADO | | 1 | | | Por abandonamiento cable | | RAM - Manifold RS-020 Somatito | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| EAT409 | SOMATITO RE | INACTIVA | | | 8.5 | 15.5 | 10.5 | 4050 | ABANDONADO | | | | | Por abandonamiento cable | | RAM - Manifold RS-020 Somatito | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| EAT0041 | SOMATITO RE | INACTIVA | | | 5.5 | 6.65 | 10.5 | 4040 | ABANDONADO | | 1 | | | Por abandonamiento cable | | RAM - Manifold RS-020 Somatito | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| AAG086 | CARRIZO RE | INACTIVA | | | 4.5 | | | | ABANDONADO | | | | | 7.4.2012 | 300 | RAM - Manifold RS-02 Carrizo | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| EAT106 | LADUNA RE | ACTIVA | | | 2.78 | 5.40 | 6.5 | 1070 | ABANDONADO | | | | | Sim Helicóptero rate | | RAM - Manifold RS-002 Laguna | RECOMENDADO PARA ABANDONO |
| AAG040 | CARRIZO RE | INACTIVA | | | 4.5 | 10.0 | 6.5 | 3550 | ABANDONADO | | 1 | | | Rotura de cable inyectorio | | RAM - Manifold D10P02A Carrizo | RECOMENDADO PARA ABANDONO |



56. En virtud de lo expuesto, y de la revisión de los medios probatorios ha quedado acreditado que desde diciembre del año 2010 los Pozos EA 2106P, EA 7593, EA 7589, EA 7594, AA 9988, AA 2043, EA 2412, EA 9499 y EA 10041 tienen la recomendación de ser abandonados permanentemente.

c.1 Los nueve (9) pozos con recomendación de abandono permanente

57. De la revisión de los diagramas de presión contenidos en el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010" se verifica que los Pozos EA 7593 (inyector desde el 23 de noviembre del 2001), EA 7589 (inyector desde el 22 de noviembre del 2001) y EA 7594 (inyector desde el 25 de noviembre del 2001) presentaron registros de inyección hasta el año 2009 aproximadamente; así como, recomendación de abandono en diciembre del 2010. Por lo tanto, al momento de la visita de supervisión (1 al 4 de febrero del 2012) Petrobras tenía la obligación de realizar una (1) prueba de integridad mecánica de cada uno de los pozos, de acuerdo a lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH³⁰.

58. Con relación a los Pozos AA 9988, AA 2043 de la revisión de todos los actuados en el Expediente, no existen medios probatorios que acrediten de manera fehaciente la fecha de inicio de inyección de los mencionados pozos, por lo que

³⁰ Cabe señalar que el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos entró en vigencia en marzo del año 2006, por lo que en los meses de noviembre y diciembre del 2006, fecha en la que le correspondía efectuar la prueba de integridad mecánica de los Pozos EA 7594 y EA 7593; y Pozo EA 7589, respectivamente, Petrobras ya se encontraba obligada a efectuar dichas pruebas en el marco de lo establecido en el mencionado dispositivo legal.



no se tiene certeza del momento en que correspondía a Petrobras efectuar las pruebas de integridad mecánica. En ese sentido, corresponde archivar dicho extremo.

59. De la revisión de los diagramas de presión contenidos en el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010" se verifica que los Pozos EA 2412, EA 9499 y EA 10041 fueron convertidos en pozos inyectoros el 27 de noviembre del 2001, 3 de diciembre del 2001 y 17 de diciembre del 2001, respectivamente; sin embargo, en dichos diagramas no existen registros de presión de inyección; es decir, dichos pozos no estaban operando debido a problemas de atascamiento en los Pozos 10041 y 9499; y, rotura de casing en el Pozo 2412; lo cual a su vez impedía efectuar las pruebas de integridad mecánica, razón por la cual razonablemente fueron declarados en abandono por el inspector/auditor. En ese sentido, Petrobras no infringió lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH, correspondiendo archivar dicho extremo.
60. Con relación al Pozo EA 2106P, de la revisión de los diagramas de presión contenidos en el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010" se verifica que dicho pozo fue convertido en pozo inyector el 1 de enero del 2006; sin embargo, dado que tiene recomendación de abandono desde diciembre del 2010, al mes de enero del 2011 ya no le correspondía efectuar la prueba de integridad mecánica. En ese sentido, Petrobras no infringió lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH correspondiendo archivar dicho extremo.



c.2 Los cuatro (4) pozos inactivos con recomendación de ser reparados y/o reactivados; y los siete (7) pozos activos con recomendación de corregir sus instalaciones de reinyección

61. Petrobras señala que de acuerdo a las recomendaciones efectuadas por el inspector/auditor en su Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectoros – Diciembre 2011 no cumplió con lo establecido en el Literal d) del Artículo 77° del RPAAH en tanto que los cuatro (4) pozos (EA 2434, EA 920, AA 5973 y AA 9418) se encontraban inactivos para ser reparados y reactivados, se debe precisar que aun cuando los pozos inyectoros se encuentren inactivos por trabajos de reparación, ello no exime a Petrobras de su obligación de cumplir con la normativa ambiental de realizar la prueba de integridad mecánica correspondiente; es decir, de cumplir con lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH.
62. En esa misma línea, con relación a los siete (7) pozos activos (EA 5937, EA 2263, EA 2213, EA 9277, EA 2148, EA 7552 y EA 8006), se debe precisar que aun cuando los pozos inyectoros se encuentren activos en estado de corrección al sistema inyector, ello no exime a Petrobras de su obligación de cumplir con la normativa ambiental de realizar la prueba de integridad mecánica correspondiente; es decir, de cumplir con lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH.
63. De la revisión de los diagramas de presión contenidos en el "Informe Técnico de la Observación N° 23 Oficio 5904-2003-OS-GFH-E OSINERGMIN Agosto 2010" se verifica que los Pozos EA 2434 (inyector desde 12 de noviembre del 2004), EA 920 (inyector desde 24 de diciembre del 2006) AA 5973 (inyector desde 6 de





noviembre del 2001), EA 5937 (inyector desde el 29 de diciembre del 2006), EA 2263 (26 de diciembre del 2005), EA 2213 (inyector al 20 de diciembre del 2006), EA 9277 (14 de junio del 2007), EA 2148 (1 de octubre del 2009), EA 7552 (inyector al 4 de enero del 2007), EA 8006 (inyector al 3 de diciembre del 2001).

64. En consecuencia, al momento de la visita de supervisión efectuada del 1 al 4 de febrero del 2012, Petrobras tenía la obligación de realizar lo siguiente: (i) en los Pozo EA 2434, EA 920, EA 5937, EA 2263 y EA 2213 una (1) prueba de integridad mecánica; y, (ii) en los Pozos AA 5973 y EA 8006 dos (2) pruebas de integridad mecánica.
65. No obstante, con relación a los Pozos EA 9277 y EA 2148, al momento de la mencionada visita de supervisión Petrobras no tenía la obligación de realizar pruebas de integridad mecánica en tanto que las mismas debían ser efectuadas en junio del 2012 y octubre del 2014, respectivamente, por lo que el administrado no infringió lo establecido en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH, correspondiendo archivar el presente procedimiento administrativo sancionador con relación a dichos pozos.

IV.2.3 Conclusiones del hecho imputado N° 1



66. En atención a todo lo expuesto ha quedado acreditado que Petrobras incumplió lo dispuesto en el Literal c) del Artículo 77° del RPAAH, debido a que no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectores 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectores 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectores 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectores 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectores 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito.
67. En consecuencia, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Petrobras en el presente extremo.



68. De otro lado, se archiva el presente procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Petrobras en el extremo referido a no haber realizado la prueba de integridad mecánica en los Pozos 2106P, 2148 del Yacimiento Ballena, 9277 del Yacimiento Central, 9988 y 2043 del Yacimiento Carrizo; y, 2412, 9499, y 10041 del Yacimiento Somatito.

IV.3. Análisis de la segunda cuestión en discusión: Determinar si los pozos inyectores 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523 del Yacimiento Ballena; los pozos inyectores 2213 y 9029 del Yacimiento Central; y, los pozos inyectores 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna, operados por Petrobras, contaban con arenas abiertas sobre el Packer Superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central

IV.3.1 Marco Normativo



69. El Artículo 9° del RPAAH³¹ establece que previamente al inicio de las actividades de hidrocarburos, ampliación o modificación, el titular deberá presentar ante la DGAAE el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento.
70. En virtud de dicha norma, se desprende que el artículo 9° del RPAAH comprende dos obligaciones:
- (i) Los titulares de actividades de hidrocarburos no pueden iniciar, ampliar o modificar dichas actividades sin contar previamente con la aprobación de un instrumento de gestión ambiental.
 - (ii) Los compromisos establecidos en el estudio ambiental serán de obligatorio cumplimiento por los titulares de actividades de hidrocarburos, siendo obligaciones ambientales fiscalizables a cargo de la autoridad competente.
71. Por lo tanto, dado que los compromisos establecidos en el estudio ambiental son de obligatorio cumplimiento para los titulares de actividades de hidrocarburos, los mismos constituyen obligaciones ambientales fiscalizables a cargo de la autoridad competente.

IV.3.2. Análisis del hecho imputado N° 2

72. Mediante la Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AAE del 24 de mayo del 2007³², la DGAAE del MINEM aprobó la DIA Central.
73. En el Levantamiento de Observaciones a la DIA Central, frente a la tercera observación planteada por la DGAAE del MINEM³³, Petrobras adjuntó un gráfico típico de un pozo inyector³⁴, el cual no contempla la presencia de arenas abiertas por encima del packer superior, según se muestra a continuación:

“(...)

3° Observación: Solo se dan la ubicación de los pozos inyectores mas no señalan la profundidad de inyección ni arenas receptoras de agua de inyección. Deben señalarse en un gráfico el pozo inyector y equipo de subsuelo como tubing, packer, tubería de revestimiento y profundidades.

Levantamiento de Observación:
Se adjunta gráfico en el Anexo 1.

(...)”

(El énfasis es agregado)

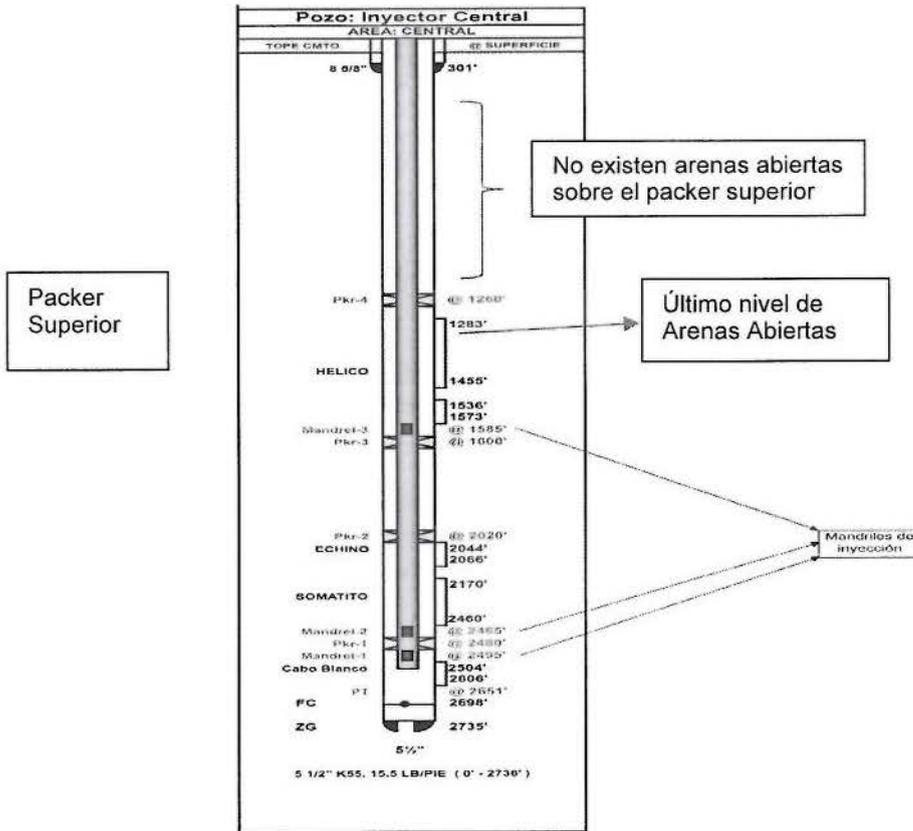
³¹ Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

“Artículo 9°.- Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, el Titular deberá presentar ante la DGAAE el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente”.

³² Página 70 y 71 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 3, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

³³ Tercera Observación del Levantamiento de Observaciones a la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto “Inyección de Agua para Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X. Página 2.

³⁴ Anexo 1 – Gráfico de Pozo Inyector, del Levantamiento de Observaciones a la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto “Inyección de Agua para Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X. Página 9.



74. Del levantamiento de observaciones y el gráfico antes mostrado, se desprende que los pozos inyector no debían contar con arenas abiertas sobre el packer superior.

75. Durante la visita de supervisión, la Dirección de Supervisión advirtió que los pozos inyector 1502, 2122, 2138, 2147 y 2148 del Yacimiento Ballena; y los pozos inyector 9029 y 2213 del Yacimiento Central tienen arenas abiertas sobre el packer de aislamiento superior, conforme se consignó en las Actas de Supervisión N° 005486³⁵ y N° 005487³⁶:



"2) Los Pozos Inyectores del Yacimiento:

Ballena: 1502, 2122, 2138, 2147, 2148

Central: 9029, 2213.

Tienen arenas abiertas sobre el packer de aislamiento, lo cual representa un incumplimiento al Artículo 9° del D.S N° 015-2006-EM.

(...)"

76. Asimismo, la Dirección de Supervisión advirtió que existen catorce (14) pozos inyector con arenas abiertas o sobre el packer superior del pozo (empaquetadura de aislamiento del espacio anular del pozo más cercana a la superficie), entre los que se encuentran los pozos inyector 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552 y 10523 del Yacimiento Ballena; los pozos

³⁵ Página 23 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

³⁶ Página 25 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



inyectores 2213 y 9029 del Yacimiento Central; y, los pozos inyectores 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna, conforme a lo consignado en el Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS³⁷ y en el Informe Técnico Acusatorio³⁸:

“Se ha observado que en Lote X, existen catorce (14) Pozos Inyectores con ARENAS abiertas arriba o sobre el Packer Superior del Pozo. Esta situación representa un incumplimiento al Instrumento ambiental (DIA) Proyecto: “Inyección de Agua para Recuperación Secundaria, Yacimiento Central - Lote X”.

Al respecto, el Administrado en la Pagina N 02 del Levantamiento de Observaciones al “DIA” frente a la tercera Observación planteada por la DGAAE, que señala lo siguiente:

“Sólo se dan la ubicación de los pozos inyectores mas no señalan la profundidad de inyección ni arenas receptoras de agua de inyección. Deben señalarse en un gráfico el pozo inyector y equipo de subsuelo como tubing, Packer, tubería de revestimiento y profundidades”.

El Administrado levanta la Observación y presenta un Grafico Típico de un Pozo Inyector, donde se puede apreciar claramente que sobre el Packer Superior no existen arenas abiertas.

De igual modo, el Administrado en el Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores; en el Punto 4.2; Figura 3; muestra dos (02) figuras con arreglos típicos de Inyección, selectiva y simple, en ellos apreciamos que sobre el PACKER superior no existen arenas abiertas.

Por lo tanto, los Pozos Inyectores que presentan Arenas abiertas sobre el Packer Superior incumplen lo establecido en el Instrumento de gestión, según como se detalla a continuación:

Yacimiento Ballena, 10 Pozos: 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523.

Yacimiento Central, 02 Pozos: 2213, 9029.

Yacimiento Laguna, 02 Pozos: 8021,8049.

El Administrado deberá proceder a la brevedad a realizar los trabajos de aislamiento de estas arenas abiertas”.

(El énfasis es agregado)

- 77. Mediante el escrito con N° de Registro 2012-E01-023418 del 30 de octubre del 2012³⁹, Petrobras presentó el levantamiento a las observaciones señalando lo siguiente:

(...)

2. OBSERVACIÓN N° 2

(...)

Sobre el particular, debemos precisar que en el informe técnico de integridad mecánica en pozos inyectores, se muestran dos figuras con arreglos típicos de

³⁷ Página 37 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

³⁸ Folios 5 y reverso del Expediente.

³⁹ Página 113 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



inyección, que son instalaciones simples o selectivas, con las que se entiende que es una representación de los elementos aislantes y su disposición típica.

Asimismo, cumplimos con informar, a través de los diagramas de estos 14 pozos (Anexo 2) que las arenas están por encima del packer; y que, sin embargo, ello no implica que estemos ante un incumplimiento con el instrumento de gestión ambiental DIA –aprobado mediante R.D. N° 230-2006-MEM/AAE-; pues en éste se indica literalmente que corresponde el: "Resane a través de cementación forzada, de zonas de admisión o aporte (rotura de casing o corrosión), por ausencia de sello hidráulico frente a las zonas de interés, a fin de garantizar hermeticidad y asilamiento para la inyección de alta presión".

En ese sentido, y conforme al texto antes citado, queda claro que en el resane con cementación forzada sólo podría aplicarse en aquellos casos en donde se aprecie la ausencia de sello hidráulico.

Por lo tanto, respecto a esta observación consideramos que no hemos incumplido el artículo 9° del D.S. N° 015-2006-EM.

Adjuntamos, como Anexo 2 el diagrama de los 14 pozos con sus registros de presión de tubos y forros."

78. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señala que en el levantamiento de observaciones correspondiente a su DIA Central, adjuntó la **Figura N° 1. Pozo Inyector Central**, la cual no habría sido considerado por el OEFA al momento de la imputación de cargos del presente procedimiento administrativo sancionador, al haber analizado otro gráfico.



79. No obstante lo indicado, de la comparación del gráfico utilizado por la Subdirección de Instrucción en el numeral 40 de la Resolución Subdirectorial N° 072-2016-OEFA/DFSAI/SDI se aprecia que corresponde al mismo gráfico presentado por Petrobras en su escrito de descargos, por lo que su argumento queda desvirtuado.

80. De otro lado Petrobras señala que el DIA Central constituiría obligaciones solo para el Yacimiento Central y no para los Yacimientos Ballena y Laguna, cuyos instrumentos de gestión ambiental fueron aprobados anteriormente.



81. De la revisión del DIA Central⁴⁰ se tiene que en la **Tabla II-1: Ubicación de Instalaciones** y **Tabla II: Coordenadas UTM de Instalaciones**, el referido instrumento señala la ubicación y coordenadas de los pozos que serían convertidos a pozos inyectoros correspondientes al Yacimiento Central:

Tabla II-1: Ubicación de Instalaciones

| Instalaciones | Ubicación/Descripción |
|--|---|
| • Pozos de extracción de agua. | Órganos Sur (Muelle de Planta de Ocean Plant), zona de playa. |
| • Estación de Transferencia y tratamiento. | Yacimiento Verde, zona de quebrada. |

⁴⁰ Ver Proyecto "Inyección de Agua para la Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X" aprobado por Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AAE del 24 de mayo del 2007⁴⁰, Págs. 14 y 15.



- Planta de inyección de Agua (PIAS) Yacimiento Central.
- Pozos inyectores. Yacimiento Central, zona de tablazo.
- Acueducto.

Tabla II: Coordenadas UTM de Instalaciones

| Instalación (pozo) | Altura (msnm) | Coordenadas UTM (SAM56) | |
|---------------------------------------|------------------|----------------------------|-----------|
| | | E | N |
| Pozos Convertidos a Inyectores | | | |
| 1014 | 286 | 481 908 | 9 528 372 |
| 1047 | 276 | 482 138 | 9 528 150 |
| 10527 | 281 | 480 058 | 9 527 889 |
| 1531 | 279 | 482 759 | 9 526 968 |
| 1956 | 283 | 482 662 | 9 527 958 |
| 2213 | 283 | 482 140 | 9 527 209 |
| 2224 | 284 | 481 868 | 9 527 073 |
| 2361 | 285 | 481 673 | 9 528 828 |
| 2402 | 285 | 480 763 | 9 528 511 |
| 5669 | 285 | 480 107 | 9 528 421 |
| 5766 | 285 | 480 896 | 9 527 921 |
| 5769 | 286 | 481 288 | 9 527 875 |
| 9014 | 285 | 480 746 | 9 528 352 |
| 9019 | 281 | 480 525 | 9 528 110 |
| 9024 | 280 | 482 204 | 9 527 994 |
| 9033 | 286 | 481 678 | 9 526 782 |
| 9038 | 281 | 480 198 | 9 528 007 |
| 9062 | 290 | 480 431 | 9 528 452 |
| 9069 | 279 | 480 566 | 9 527 883 |
| 9076 | 280 | 481 115 | 9 527 600 |
| 9077 | 281 | 481 528 | 9 527 307 |
| 9078 | 288 | 481 475 | 9 528 161 |
| 9212 | 287 | 480 480 | 9 528 255 |
| 9214 | 282 | 481 572 | 9 527 142 |
| 9216 | 283 | 480 995 | 9 528 127 |
| 9223 | 282 | 480 241 | 9 527 820 |
| 9228 | 282 | 480 340 | 9 528 135 |
| 9277 | 281 | 481 953 | 9 527 702 |
| 9568 | 280 | 482 549 | 9 527 735 |
| 9569 | 279 | 481 086 | 9 527 786 |
| 9813 | 282 | 481 342 | 9 527 369 |
| 9839 | 285 | 479 986 | 9 528 232 |
| 9841 | 280 | 480 015 | 9 528 044 |





| Instalación (pozo) | Altura (msnm) | Coordenadas UTM (SAM56) | |
|---|---------------|-------------------------|-----------|
| | | E | N |
| 9888 | 281 | 481 540 | 9 527 985 |
| Pozos de Agua | | | |
| Pozo de agua 5 | 0 | 477 886 | 9 533 157 |
| Pozo de agua 6 | 0 | 477 911 | 9 533 174 |
| Manifold de Campo | | | |
| MC-3 (MC-208) | 286 | 481 390 | 9 528 940 |
| Planta de Inyección de Agua Secundaria | | | |
| PIAS | 298 | 481 353 | 9 528 220 |
| Estación de Transferencia | | | |
| Estación de Transferencia | 70 | 478 153 | 9 532 426 |

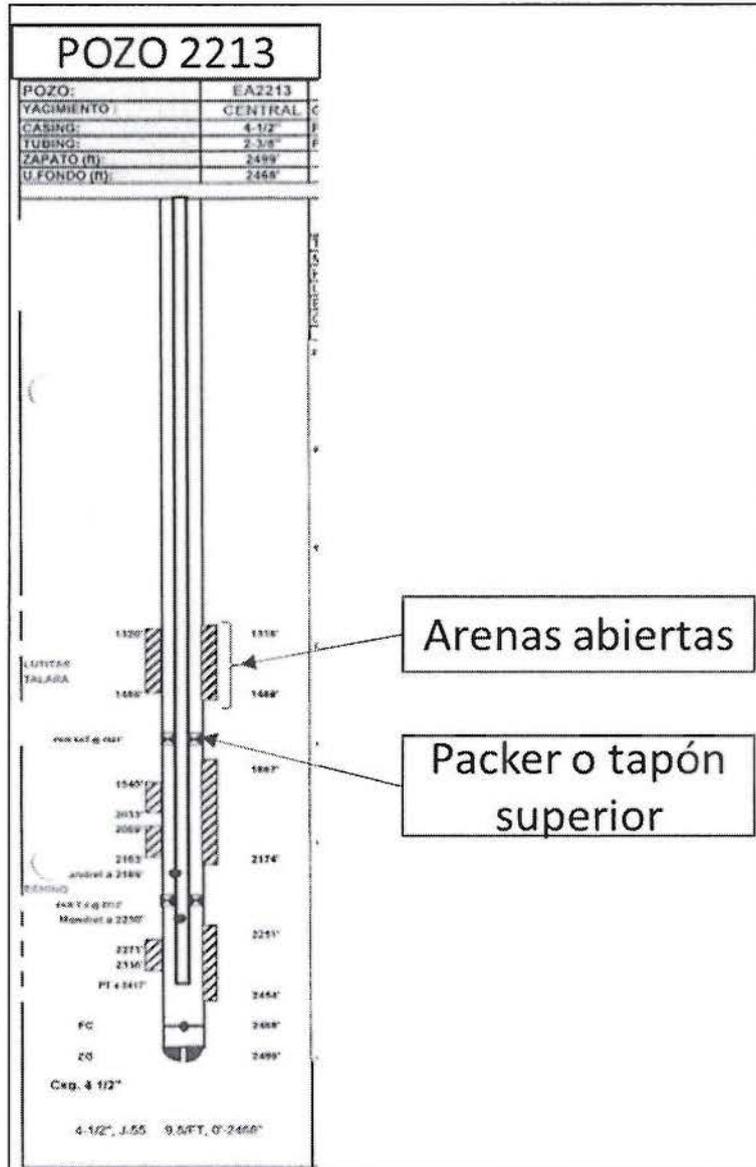
82. En virtud de lo expuesto, en la medida que el DIA Central solo contempla treinta y cuatro (34) pozos que serán convertidos a pozos reinyectores en el Yacimiento Central, el alcance de las obligaciones contenidas en dicho instrumento se circunscriben a dichos pozos. Cabe precisar que de los pozos inyectoros materia del presente procedimiento administrativo sancionador, solo se encuentra contemplado el pozo inyector 2213 del Yacimiento Central.



83. En consecuencia corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador con relación a los pozos inyectoros 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523 del Yacimiento Ballena; pozos inyector 9029 del Yacimiento Central; y, los pozos inyectoros 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna.

84. De la revisión de los siguientes diagramas de registros de presión contenidos en el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011", en los cuales se aprecia que el pozo inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas por encima del packer (tapón) superior, incumpliendo lo establecido en su instrumento de gestión ambiental:





85. En atención a todo lo expuesto ha quedado acreditado que Petrobras incumplió lo dispuesto en el Artículo 9° del RPAAH, debido a que el pozo inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central.

86. En consecuencia, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Petrobras en el presente extremo.

IV.4. Análisis de la tercera cuestión en discusión: Determinar si Petrobras contaba con pozos inyectores activos en el Lote X sin contar con un EIA aprobado

IV.4.1 Marco Normativo



87. El Artículo 9° del RPAAH⁴¹ establece que previamente al inicio de las actividades de hidrocarburos, ampliación o modificación, el titular deberá presentar ante la DGAAE el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento.
88. En virtud de dicha norma, se desprende que el artículo 9° del RPAAH comprende dos obligaciones:
- (iii) Los titulares de actividades de hidrocarburos no pueden iniciar, ampliar o modificar dichas actividades sin contar previamente con la aprobación de un instrumento de gestión ambiental.
 - (iv) Los compromisos establecidos en el estudio ambiental serán de obligatorio cumplimiento por los titulares de actividades de hidrocarburos, siendo obligaciones ambientales fiscalizables a cargo de la autoridad competente.

IV.4.2 Análisis del hecho imputado N° 3

a) Sobre el Yacimiento Central

89. Mediante la Resolución Directoral N° 230-2006-MEM/AAE del 7 de junio del 2006⁴², la DGAAE del MINEM aprobó el EIA.
90. En dicho EIA, en la Tabla II-2 Coordinadas UTM de Instalaciones del título II.D. Ubicación del Capítulo II Descripción del Proyecto del EIA, Petrobras señala las coordenadas de los Pozos Inyectores, Manifolds de Campo, Estación de Bombeo y Planta de Inyección de Agua Secundaria (PIAS), contemplados para el Yacimiento Central, conforme se puede observar a continuación⁴³:



⁴¹ Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

"Artículo 9°.- Previo al inicio de Actividades de Hidrocarburos, Ampliación de Actividades o Modificación, el Titular deberá presentar ante la DGAAE el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento. El costo de los estudios antes señalados y su difusión será asumido por el proponente".

⁴² Página 72 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 3, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁴³ Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Inyección de agua para Recuperación Secundaria en Yacimiento Central - Lote X, aprobado mediante Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AAE del 24 de mayo del 2007. Página 12.



Las coordenadas de los Pozos Inyectores, Manifolds de campo, Estación de bombeo y PIAS se presentan en la siguiente tabla:

Tabla II-2: Coordenadas UTM de Instalaciones

| Instalación | Altura (msnm) | Coordenadas UTM (SAM56) | |
|---|---------------|-------------------------|-----------|
| | | E | N |
| Pozos Convertidos a Inyectores | | | |
| 1041 | 285 | 482 438 | 9 528 231 |
| 1294 | 281 | 482 231 | 9 527 555 |
| 2198 | 277 | 482 038 | 9 526 833 |
| 2263 | 284 | 481 933 | 9 527 542 |
| 5824 | 282 | 481 649 | 9 528 435 |
| 9012 | 282 | 482 233 | 9 527 788 |
| 9029 | 285 | 481 766 | 9 528 204 |
| 9057 | 276 | 482 456 | 9 526 908 |
| 9081 | 283 | 481 904 | 9 527 900 |
| 920 | 293 | 481 991 | 9 528 674 |
| 9229 | 276 | 481 876 | 9 527 239 |
| 9407 | 284 | 482 554 | 9 527 854 |
| 9562 | 288 | 482 258 | 9 528 270 |
| 9951 | 252 | 481 850 | 9 528 086 |
| 9967 | 293 | 481 811 | 9 528 723 |
| Manifolds de Campo | | | |
| MC-1 | 287 | 482 030 | 9 528 286 |
| MC-2 | 280 | 481 754 | 9 527 336 |
| Planta de Inyección de Agua Secundaria | | | |
| PIAS | 298 | 481 353 | 9 528 220 |
| Estación de Bombeo de Agua Tratada | | | |
| Estación de Bombeo | 27 | 481 839 | 9 534 724 |

La ubicación del área del proyecto y las instalaciones se muestran en los Mapas 2-1, 2-2 y 2-3 del Anexo 2.

(El resaltado ha sido agregado)

91. Asimismo, mediante la Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AE del 24 de mayo del 2007⁴⁴, la DGAAE del MINEM aprobó la DIA Central.

92. En dicha DIA Central, en la Tabla II-2 Coordenadas UTM de Instalaciones del Título II.D. Ubicación del Capítulo II Descripción del Proyecto de la DIA Central, Petrobras señala las coordenadas de los Pozos Inyectores, Pozos de Agua, Manifold de campo, Estación de Transferencia y PIAS, los cuales se presentan en la siguiente tabla⁴⁵:

Tabla II-2: Coordenadas UTM de Instalaciones

| Instalación (pozo) | Altura (msnm) | Coordenadas UTM (SAM56) | |
|---------------------------------------|---------------|-------------------------|-----------|
| | | E | N |
| Pozos Convertidos a Inyectores | | | |
| 1014 | 286 | 481 908 | 9 528 372 |
| 1047 | 276 | 482 138 | 9 528 150 |
| 10527 | 281 | 480 058 | 9 527 889 |

⁴⁴ Página 70 y 71 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 3, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁴⁵ Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "Inyección de Agua para la Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X, aprobado Mediante Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AE del 24 de mayo del 2007. Página 14 y 15.





| Instalación (pozo) | Altura (msnm) | Coordenadas UTM (SAM56) | |
|---|------------------|-------------------------|-----------|
| | | E | N |
| 1531 | 279 | 482 759 | 9 526 968 |
| 1956 | 283 | 482 662 | 9 527 958 |
| 2213 | 283 | 482 140 | 9 527 209 |
| 2224 | 284 | 481 868 | 9 527 073 |
| 2361 | 285 | 481 673 | 9 528 828 |
| 2402 | 285 | 480 763 | 9 528 511 |
| 5669 | 285 | 480 107 | 9 528 421 |
| 5766 | 285 | 480 896 | 9 527 921 |
| 5769 | 286 | 481 288 | 9 527 875 |
| 9014 | 285 | 480 746 | 9 528 352 |
| 9019 | 281 | 480 525 | 9 528 110 |
| 9024 | 280 | 482 204 | 9 527 994 |
| 9033 | 286 | 481 678 | 9 526 782 |
| 9038 | 281 | 480 198 | 9 528 007 |
| 9062 | 290 | 480 431 | 9 528 452 |
| 9069 | 279 | 480 566 | 9 527 883 |
| 9076 | 280 | 481 115 | 9 527 600 |
| 9077 | 281 | 481 528 | 9 527 307 |
| 9078 | 288 | 481 475 | 9 528 161 |
| 9212 | 287 | 480 480 | 9 528 255 |
| 9214 | 282 | 481 572 | 9 527 142 |
| 9216 | 283 | 480 995 | 9 528 127 |
| 9223 | 282 | 480 241 | 9 527 820 |
| 9228 | 282 | 480 340 | 9 528 135 |
| 9277 | 281 | 481 953 | 9 527 702 |
| 9568 | 280 | 482 549 | 9 527 735 |
| 9569 | 279 | 481 086 | 9 527 786 |
| 9813 | 282 | 481 342 | 9 527 369 |
| 9839 | 285 | 479 986 | 9 528 232 |
| 9841 | 280 | 480 015 | 9 528 044 |
| 9888 | 281 | 481 540 | 9 527 985 |
| Pozos de Agua | | | |
| Pozo de agua 5 | 0 | 477 886 | 9 533 157 |
| Pozo de agua 6 | 0 | 477 911 | 9 533 174 |
| Manifold de Campo | | | |
| MC-3 (MC-208) | 286 | 481 390 | 9 528 940 |
| Planta de Inyección de Agua Secundaria | | | |
| PIAS | 298 | 481 353 | 9 528 220 |
| Estación de Transferencia | | | |
| Estación de Transferencia | 70 | 478 153 | 9 532 426 |



93. Durante la visita de supervisión la Dirección de Supervisión advirtió en el Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS lo siguiente⁴⁶:

"El Proyecto de "Inyección de Agua para Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central - Lote X – Piura" fue aprobado con R.D N° 230-2006-MEM/AAE; con fecha 07 de junio de 2006; en dicho instrumento el Administrado indica en la Página 15 lo siguiente:

"Las coordenadas de los Pozos Inyectores, Manifold de campo, (...) se presentan en la siguiente tabla: Tabla II-2: Coordenadas UTM de Instalaciones; 34 pozos en total:

⁴⁶ Página 38 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



1014, 1047, 10527, 1531, 1956, 2213, 2224, 2361, 2402, 5669, 5766, 5769, 9014, 9019, 9024, 9033, 9038, 9062, 9069, 9076, 9077, 9078, 9212, 9214, 9216, 9223, 9228, 9277, 9568, 9569, 9813, 9839, 9841, 9888.

Actualmente en el Yacimiento Central vienen operando dieciocho (18) Pozos Inyectores: 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9277, 9407, 9562, 9813, 9951.

Como se puede apreciar, de los dieciocho (18) pozos Inyectores que actualmente se encuentran activos, solamente seis (06) forman parte de la lista de pozos aprobados en el DIA, mientras que los doce (12) restantes, no se encuentran en dicha lista, lo cual representa un incumplimiento al Instrumento de gestión ambiental (DIA).

El Administrado deberá presentar al OEFA un Informe Técnico detallado relacionado con este incumplimiento al DIA, y proceder a la brevedad con el acondicionamiento de sus pozos Inyectores, de acuerdo a la lista aprobada en el Instrumento Ambiental citado."

94. Por lo tanto, de los dieciocho (18) pozos inyectores que a la fecha de la visita de supervisión se encontraban activos en el Yacimiento Central y se encuentran contemplados en el EIA son los siguientes: **1041, 1294, 2263, 9012, 9029, 9057, 920, 9229, 9407, 9562 y 9951 (once pozos en total).**

95. Asimismo, de los dieciocho (18) pozos inyectores que a la fecha de la visita de supervisión se encontraban activos en el Yacimiento Central y se encuentran contemplados en la DIA Central son los siguientes: **1956, 2213, 2361, 9077, 9277 y 9813 (seis en total).**

96. En ese sentido, de los dieciocho (18) pozos inyectores que a la fecha de la visita de supervisión se encontraban activos en el Yacimiento Central, **el pozo 9037** no se encuentra contemplado en ningún instrumento de gestión ambiental de Lote X (EIA y DIA Central).

97. Mediante la Carta N° 1884-2012-OEFA/DS⁴⁷ notificada el 16 de octubre del 2012, se otorgó a Petrobras un plazo de diez (10) días hábiles contados a partir de su recepción, a fin de que cumpla con presentar los descargos a las observaciones formuladas en las Actas de Supervisión.

98. Mediante el escrito con N° de Registro 2012-E01-023418 del 30 de octubre del 2012⁴⁸, Petrobras presentó el levantamiento a las observaciones señalando lo siguiente:

"(...)

3. Observación N° 3

"(...)

Sobre el particular, debemos señalar que para el desarrollo del proyecto en mención contamos con los siguientes instrumentos de gestión ambiental:

- i. Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto Inyección de Agua para la recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X, aprobado con RD N° 230-2006-MEM/AE, y

⁴⁷ Página 7 a la 10 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁴⁸ Página 113 y 115 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



- ii. *Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto Inyección de Agua para la Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X, aprobado con RD N° 464-2007-MEM/AAE.*

En virtud a lo antes expuesto también consideramos que la presenta observación debe ser desestimada, toda vez que no hemos incumplido el artículo 9° del D.S. N° 015-2006-EM. (...)

99. Asimismo, mediante la Carta N° PEP-GCIA-OPE-109-2013⁴⁹, presentada al OEFA el 15 de marzo del 2013, Petrobras señaló que el Pozo EA9037 no se encuentra en el EIA ni la DIA Central, debido a que su conversión fue realizada en reemplazo del pozo EA5769 por presentar problemas mecánicos y que el pozo EA 5769 sí se encuentra en la DIA Central. Asimismo, señaló que habría procedido a cerrar el Pozo EA 9037 con precinto N° 0030106. Para tal efecto adjuntó registro fotográfico.
100. En esa misma línea, en sus descargos Petrobras señaló que el Pozo 9037 fue cerrado y se colocó precinto de seguridad.
101. Al respecto cabe señalar que las acciones emprendidas por Petrobras con posterioridad a la visita de supervisión no cesan el carácter sancionable ni lo exime de responsabilidad por el hecho detectado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del TUO del RPAS⁵⁰. Ello, debido a que el administrado se encontraba obligado a presentar ante la autoridad competente el instrumento de gestión ambiental correspondiente a efectos de que se le apruebe los trabajos de inyección en el Pozo 9037. En tal sentido, dichas acciones serán analizadas de manera posterior para la determinación de las medidas correctivas a ordenar, de ser el caso.



b) Sobre el Yacimiento Laguna

102. La Dirección de Supervisión señaló en el Informe Técnico Acusatorio que solo los pozos 8021 y 8049 estarían considerados en el PMA Laguna; **sin embargo, los pozos 7593, 8006 y 8007 no estarían considerados en el referido instrumento de gestión ambiental, conforme se cita a continuación⁵¹:**



“El Yacimiento Laguna, cuenta con un Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Inyección de agua para Recuperación Secundaria en Laguna – Lote X, aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio N° 820-2002-EM/DGAA de fecha 05 de junio de 2002, en dicho instrumento de gestión ambiental sólo los pozos 8021 y 8049 estarían considerados en el referido instrumento; no siendo así respecto de los pozos 7593, 8006 y 8007”

⁴⁹ Página de la 89 a 93 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁵⁰ Texto Único Ordenado del Procedimiento Administrativo Sancionador del OEFA, aprobado por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD
“Artículo 5°.- No sustracción de la materia sancionable
El cese de la conducta que constituye infracción administrativa no sustrae la materia sancionable. La reversión o remediación de los efectos de dicha conducta tampoco cesa el carácter sancionable, pero será considerada como un atenuante de la responsabilidad administrativa, de conformidad con lo indicado en el Artículo 35° del presente Reglamento.”

⁵¹ Reverso del folio 9 del Expediente.



103. La conducta fue sustentada en una lista de pozos inyectores activos del Lote X del Yacimiento Laguna presentada por Petrobras mediante Escrito con N° de Registro 2012-E01-0005360 en respuesta a la Carta N° 480-2011-OEFA del 21 de febrero del 2012 donde se advierte que Petrobras mantiene activos los pozos 7593, 8006 y 8007, los cuales no estarían contemplados en el PMA Laguna según lo indicado en el Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS⁵²:

| POZOS INYECTORES LOTE X - YACIMIENTO LAGUNAS | | | | | | | | | | |
|--|---------|-----------------|------------------|-----------|------------|------------|-------------|----------|---------------------|---|
| | | | | | | | | | | Evaluación de Componentes cada cinco (05) años |
| N° | POZO | CAUDAL (BPD) | PRESIÓN (PSI) | SITUACIÓN | conversión | inicio | Cementación | Casing | Prueba Hermetic. | OBSERVACIONES |
| 1 | EA 7589 | | | INACTIVO | 22/11/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. |
| 2 | EA 7593 | 354 | 229 | activo | 23/11/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | No tiene tubería inyección. Programado abandonar Dic. 2013. |
| 3 | EA 7594 | | | INACTIVO | 25/11/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. |
| 4 | EA 8006 | 293 | 1181 | activo | 03/12/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Programado reparar fuga a través del Packer; Agosto 2012. |
| 5 | EA 8007 | 411 | 1124 | activo | 03/12/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad el 27 Noviembre del 2008. |
| 6 | EA 8021 | 69 | 1470 | activo | 23/11/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Tres (03) Arenas abiertas arriba del Packer. Cerrar pozo. |
| 7 | EA 8049 | 476 | 1001 | activo | 30/11/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Una (01) arena abierta arriba del Packer. Cerrar Pozo. |

104. Petrobras señaló en sus descargos que el Pozo 7593 fue abandonado y cuenta con instrumento de gestión ambiental aprobado por la DGAAE, quedando pendiente de tramitar el instrumento de gestión ambiental de los Pozos 8006 y 8007 (actualmente activos).

105. En el "Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011" presentado a la Dirección de Supervisión el 6 de febrero del 2012 mediante la Carta PP-GCIA-OPE-049-2012, se verifica que el auditor/inspector concluyó y recomendó que el Pozo 7593 del Yacimiento Central se encontraba activo pero que debía ser abandonado. Sin embargo al momento de la visita de supervisión efectuada del 1 al 4 de febrero del 2012 la Dirección de Supervisión detectó que "sólo los pozos 8021 y 8049 estarían considerados en el referido instrumento; no siendo así respecto de los pozos 7593, 8006 y 8007" conforme lo consignó en su Informe Técnico Acusatorio⁵³.

106. Asimismo, de la Carta PEP-GALX-059-2012 presentada al Ministerio de Energía y Minas el 5 de octubre del 2012 mediante la cual presenta el levantamiento de observaciones del Plan de Abandono Parcial de siete (7) Pozos del Lote X (EA 7593, EA 7594, EA 7589 del yacimiento Laguna; EA 2412, EA 9499, EA 10041

⁵² Página 34 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁵³ Reverso del folio 9 del Expediente.



del Yacimiento Somatito y EA 998 del Yacimiento Carrizo)⁵⁴, se acredita que las acciones de abandono el Pozo 7593 fueron posteriores a la visita de supervisión materia del presente caso.

107. Del mismo modo, con relación a lo señalado por Petrobras con relación a que tiene pendiente tramitar el instrumento de gestión ambiental de los Pozos 8006 y 8007 (actualmente activos), se debe indicar que lo indicado no desvirtúa la conducta infractora imputada en su contra.
108. Además, cabe señalar que las acciones emprendidas por Petrobras con posterioridad a la visita de supervisión no cesan el carácter sancionable ni lo exime de responsabilidad por el hecho detectado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del TUO del RPAS. En tal sentido, dichas acciones serán analizadas de manera posterior para la determinación de las medidas correctivas a ordenar, de ser el caso.

c) Sobre el Yacimiento Carrizo

109. La Dirección de Supervisión señaló en el Informe Técnico Acusatorio que solo los pozos inyectores 124, 2043, 5973, 9158, 9401, 9988, 9991, 10208 y 10209 estarían considerados en el PMA Carrizo; sin embargo, **los pozos 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 no estarían considerados en el referido instrumento de gestión ambiental**, conforme se cita a continuación⁵⁵:



*“El **Yacimiento Carrizo**, cuenta con un Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Inyección de agua para Recuperación Secundaria en Carrizo – Lote X, aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio N° 817-2002-EM/DGAA de fecha 05 de junio de 2002, en dicho instrumento de gestión ambiental sólo los pozos 124, 2043, 5973, 9158, 9401, 9988, 9991, 10208 y 10209 estarían considerados en el referido instrumento; no siendo así respecto de los pozos 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989”*

110. La citada conducta fue sustentada en una lista de pozos inyectores activos del Lote X del Yacimiento Carrizo, presentada por Petrobras mediante Escrito con N° de Registro 2012-E01-0005360 en respuesta a la Carta N° 480-2011-OEFA del 21 de febrero del 2012, en la cual se evidencia que Petrobras mantiene activos los pozos 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 los cuales no estarían considerados en su PMA Carrizo, conforme se verifica⁵⁶:



⁵⁴ Ver el siguiente enlace: (Visto por última vez el 5 de abril del 2016)
<http://intranet2.minem.gob.pe/polyweb/visorimagenindices.aspx?imprimir=1&tocid=1173526>

⁵⁵ Reverso del folio 9 del Expediente.

⁵⁶ Página 32 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



POZOS INYECTORES LOTE X - YACIMIENTO CARRIZO

| N° | POZO | CAUDAL (BPD) | PRESIÓN (PSI) | SITUACIÓN | Conversión | Inicio | Evaluación componentes | | Prueba Hermética | OBSERVACIONES |
|----|----------|--------------|---------------|-----------|------------|------------|------------------------|----------|------------------|--|
| | | | | | | | Cementación | Casing | | |
| 1 | AA 110 | 449 | 320/310 | activo | 27/12/2004 | 01/12/2004 | No Tiene | No Tiene | 400 | Prueba de Hermeticidad 28 mayo del 2009. |
| 2 | AA 124 | 1726 | 471 | activo | 03/12/2000 | 01/01/2001 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba de Hermeticidad el 31 de mayo del 2009. |
| 3 | AA1624 | 411 | 433 | activo | 16/01/2006 | 01/01/2006 | No Tiene | No Tiene | 300 | Prueba de Hermeticidad el 01 de Octubre del 2008. |
| 4 | AA 1699 | 489 | 469 | activo | 18/05/2001 | 01/05/2001 | No Tiene | No Tiene | NO | 24 de julio 2009 no se completó Prueba de Hermeticidad. |
| 5 | AA 1979 | 173 | 860 | activo | 12/11/2001 | 01/11/2001 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba de Hermeticidad el 23 de Febrero del 2007 |
| 6 | AA 2019 | 325 | 449 | activo | 11/11/2008 | 01/11/2008 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba de Hermeticidad el 11 de Noviembre del 2008. |
| 7 | AA 2043 | | | INACTIVO | 11/11/2008 | 28/02/2001 | No Tiene | No Tiene | | Programado abandonar en Nov. 2013 |
| 8 | AA 5973 | 174 | 400 | INACTIVO | 06/11/2001 | 01/11/2001 | No Tiene | No Tiene | | Inactivo. Presenta tope de pescado a 640 pies. |
| 9 | AA 9126 | 381 | 530 | activo | 20/09/2001 | 01/09/2001 | No Tiene | No Tiene | 800 | Prueba hermeticidad el 27 Set. 2009 |
| 10 | AA 9158 | 640 | 390 | activo | 23/01/2001 | 01/01/2001 | No Tiene | No Tiene | 300 | Prueba hermeticidad el 29 abril 2011. |
| 11 | AA 9162 | 473 | 532 | activo | 14/03/2004 | 01/03/2004 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad el 25 Junio 2010. |
| 12 | AA 9401 | | | activo | 04/12/2000 | 01/12/2000 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad 10 Abril 2007. Diagrama CANALIZADO |
| 13 | AA 9418 | | | INACTIVO | 04/11/2001 | 01/11/2001 | No Tiene | No Tiene | | Inactivo. Pozo Cerrado. |
| 14 | AA 9988 | | | INACTIVO | 27/01/2001 | 31/01/2001 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo |
| 15 | AA 9989 | 165 | 660 | activo | 30/11/2001 | 01/12/2001 | No Tiene | No Tiene | 400 | Prueba hermeticidad el 25 Abril 2008. |
| 16 | AA9991 | 178 | 408 | activo | 24/01/2006 | 01/02/2006 | No Tiene | No Tiene | 409 | Prueba hermeticidad el 28 Enero 2010. |
| 17 | AA 10208 | 347 | 654 | activo | 10/12/2009 | 01/12/2000 | No Tiene | No Tiene | 300 | Prueba de Hermeticidad el 25 mayo 2010. Casing roto. |
| 18 | AA10209 | 385 | 600 | activo | 02/07/2001 | 01/07/2001 | No Tiene | No Tiene | 800 | Pruba de Hermeticidad 29 Set. 2009 |



111. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señaló que el Pozo 110 se encuentra cerrado desde marzo del 2012, el Pozo 1624 fue convertido en pozo productor en julio del 2012 y el Pozo 9126 se encuentra inactivo desde noviembre del 2014, quedando pendientes los Pozos 1699, 1979, 2019, 2162 y 9989 (actualmente activos).



112. Sobre el particular cabe señalar que si bien, luego de la visita de supervisión Petrobras cerró el Pozo 110 en marzo del 2012, convirtió el Pozo 1624 en pozo productor en julio del 2012, inactivó el Pozo 9126 en noviembre del 2014, y tramitará el instrumento de gestión ambiental de los Pozos 1699, 1979, 2019, 2162 y 9989; corresponde señalar que lo indicado por Petrobras no logra desvirtuar que al momento de la visita de supervisión materia del presente caso (1 al 4 de febrero del 2012), haya realizado actividades de inyección de aguas de producción en los mencionados pozos sin contar con un instrumento de gestión ambiental aprobado por la autoridad competente.

113. En consecuencia, corresponde indicar que las acciones emprendidas por Petrobras con posterioridad a la visita de supervisión no cesan el carácter sancionable ni lo exime de responsabilidad por el hecho detectado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del TUO del RPAS. En tal sentido, dichas



acciones serán analizadas de manera posterior para la determinación de las medidas correctivas a ordenar, de ser el caso.

d) **Sobre el Yacimiento Somatito**

114. La Dirección de Supervisión señaló en el Informe Técnico Acusatorio señaló que ninguno de los pozos reinyectores activos en el Yacimiento Somatito, detectados durante la visita de supervisión, estarían considerados en el PMA Somatito, conforme se cita a continuación⁵⁷:

*“El **Yacimiento Somatito**, cuenta con un Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Inyección de agua para RS (recuperación secundaria) en Somatito – Lote X, aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio N° 818-2002-EM/DGAA de fecha 05 de junio de 2002, en dicho instrumento de gestión ambiental, ninguno de los pozos reinyectores activos a la fecha de la supervisión de campo, estarían considerados en el referido instrumento”*

115. La citada conducta fue sustentada en una lista de pozos inyectores activos del Lote X del Yacimiento Somatito, presentada por Petrobras mediante Escrito con N° de Registro 2012-E01-0005360 en respuesta a la Carta N° 480-2011-OEFA del 21 de febrero del 2012 donde se observa que mantiene activos pozos que no estarían contemplados en su PMA Somatito, conforme se aprecia⁵⁸:



POZOS INYECTORES LOTE X - YACIMIENTO SOMATITO

| N° | POZO | CAUDAL (BPD) | PRESIÓN (PSI) | SITUACIÓN | Conversión | Inicio | Evaluación de Componentes cada cinco (05) años | | | Prueba Hermetic. | OBSERVACIONES |
|----|----------|--------------|---------------|-----------|------------|------------|---|----------|-----|---|---------------|
| | | | | | | | Cementación | Casing | | | |
| 1 | EA 1619 | 11 | 1540 | activo | 09/12/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | 300 | Prueba de Hermeticidad el 27 de Setiembre del 2008. | |
| 2 | EA 2412 | | | INACTIVO | 27/11/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. | |
| 3 | EA 8304 | 256 | 1474 | activo | 24/10/2009 | 01/10/2009 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad el 22 Octubre 2009. | |
| 4 | EA 8319 | 162 | 1554 | activo | 03/04/2007 | 01/04/2007 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad el 24 enero 2010. | |
| 5 | EA 9408 | 303 | 1511 | activo | 10/12/2001 | 01/02/2002 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad el 12 julio 2008. | |
| 6 | EA 9499 | | | INACTIVO | 03/12/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. | |
| 7 | EA 10395 | 55 | 1540 | activo | 15/12/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba Hermeticidad el 20 abril del 2009. | |
| 8 | EA 10041 | | | INACTIVO | 17/12/2001 | 01/01/2002 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. | |



116. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señaló que el PMA Somatito considera el criterio de área aprobado para los pozos que se encuentran dentro del mismo yacimiento. Por tal motivo, no se tiene una relación de pozos como lo otros instrumentos de gestión ambiental.

⁵⁷ Reverso del folio 9 del Expediente.

⁵⁸ Página 35 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



117. En el PMA Somatito se considera que para la reinyección de sus aguas de producción se utilizaran los pozos de dicho yacimiento, ubicado en las siguientes coordenadas⁵⁹:

"I.G. Localización

La reinyección de agua se ejecutará en pozos del yacimiento Somatito localizados hacia el sur del Lote X. El yacimiento Somatito se encuentra ubicado en la parte central del Lote X, colindando al norte con Órganos Sur, al este con Laguna, al oeste con Ballena y al sur con Zapotal.

El Lote X está ubicado en la provincia de Talara del departamento de Piura, en un área de 467,82 km2.

Las actividades se desarrollarán dentro del rectángulo geográfico determinado por las siguientes coordenadas:

Tabla I.1
Coordenadas del Área del Proyecto

| Coordenadas UTM | |
|-----------------|-----------|
| E | N |
| 17 481 000 | 9 530 000 |
| 17 488 000 | 9 530 000 |
| 17 481 000 | 9 531 300 |
| 17 488 000 | 9 531 300 |

118. Del mismo modo, en el PMA Somatito se indica que se trabajaran diez (10) pozos inyectores de áreas habilitadas, excluyendo los Pozos 1910, 2023, 2152, 9451, 9439 y 9443 por los siguientes motivos que se detallan a continuación⁶⁰:

"I.I. Características

La inyección se efectuará en el miembro Somatito, por ser el reservorio más continuo, estar distribuido en todo el bloque y por haber tenido el mejor rendimiento durante el período de inyección anterior.

Se ha considerado inicialmente tener 16 pozos productores y 10 pozos inyectores. Los pozos 1910, 2023 y 2152 no han sido considerados en este proyecto por no haber tenido respuesta en la inyección pasada. Así mismo, los pozos 9451 y 9439 no han sido considerados por tener problemas mecánicos. El pozo 9443 tampoco ha sido considerado por tener fallado el Mbo. Somatito.

Cabe indicar que estos patrones podrán ser modificados según el comportamiento productivo y de inyección que se observe durante el desarrollo del proyecto.

El agua a utilizarse será agua de purga, estimándose un volumen final de 24,37 MMbl de agua a inyectarse.

El proyecto no involucra áreas habitadas.

(El subrayado ha sido agregado)

⁵⁹ Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Somatito – Lote X, aprobado mediante el Oficio N° 818-2002-EM/DGAA del 5 de junio del 2002. Pág. II-2

⁶⁰ Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Somatito – Lote X, aprobado mediante el Oficio N° 818-2002-EM/DGAA del 5 de junio del 2002. Pág. II-3.



119. En virtud de lo expuesto y de la revisión del PMA Somatito se advierte que Petrobras no contempla una lista detalla de pozos para la inyección de sus aguas de producción, sino que contrariamente a ello, establece una lista de pozos que no deben ser utilizados para dicha actividad hidrocarburífera (910, 2023, 2152, 9451, 9439 y 9443), los mismos que no coinciden con los pozos inyectoros materia del presente caso (pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408 y 10039). En tal sentido, Petrobras no infringió lo establecido en el Artículo 9° del RPAAH, por lo que corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador con relación a dichos pozos.

e) **Sobre el Yacimiento Ballena**

120. La Dirección de Supervisión señaló en el Informe Técnico Acusatorio que ninguno de los pozos reinyectores activos en el Yacimiento Ballena, detectados durante la visita de supervisión, estarían considerados en el PMA Ballena, conforme se cita a continuación⁶¹:

*“El **Yacimiento Ballena**, cuenta con un Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Inyección de agua para RS (recuperación secundaria) en Ballena – Lote X, aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio N° 053-2005-EM/DGAA de fecha 13 de enero de 2005, en dicho instrumento de gestión ambiental, ninguno de los pozos reinyectores activos a la fecha de la supervisión de campo, estarían considerados en el referido instrumento.”*

121. La citada conducta ha sido sustentada en la lista de pozos inyectoros activos del Lote X del Yacimiento Ballena, presentada por Petrobras mediante Escrito con N° de Registro 2012-E01-0005360 en respuesta a la Carta N° 480-2011-OEFA del 21 de febrero del 2012, en la cual se evidenciaría que mantiene activos pozos sin estar contemplados en su PMA Ballena según lo indicado en el Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS⁶²



⁶¹ Reverso del folio 10 del Expediente.

⁶² Página 31 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



POZOS INYECTORES LOTE X - YACIMIENTO BALLENA

| N° | POZO | CAUDAL (BPD) | PRESIÓN (PSI) | SITUACIÓN | Conversión | Inicio | Evaluación componentes Pozo Cada 5 años | | | OBSERVACIONES |
|----|----------|-----------------|------------------|-----------|------------|------------|---|----------|--------------------|---|
| | | | | | | | Cementa- ción | Casing | Prueba Hermetic | |
| 1 | EA 1502 | 46 | 1559 | activo | 15/05/2005 | 31/07/2005 | No Tiene | No Tiene | | Dos (02) Arenas abiertas arriba del Packer. Cerrar Pozo |
| 2 | EA 1875 | 236 | 1477 | activo | 15/11/2006 | 01/11/2006 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba de Hermeticidad el 19 de mayo del 2009. |
| 3 | EA 2106P | | | INACTIVO | 01/01/2006 | 01/09/2006 | No Tiene | No Tiene | | Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. Con Carta PEP-GCIA-OPE-0406-2010 de fecha 13 de agosto del 2010, el Titular estableció fecha límite el 31 Dic. 2012 para ABANDONAR el Pozo. |
| 4 | EA 2122 | 86 | 1493 | activo | 06/11/2005 | 01/01/2006 | No Tiene | No Tiene | | |
| 5 | EA 2138 | 223 | 1484 | activo | 17/10/2009 | 01/02/2009 | No Tiene | No Tiene | | Dos (02) Arenas abiertas arriba del Packer. Cerrar Pozo |
| 6 | EA 2143 | 31 | 1595 | activo | 20/01/2005 | 01/09/2005 | No Tiene | No Tiene | 200 | 20 Feb. 2005, se realiza prueba hermeticidad. |
| 7 | EA 2196 | 266 | 1472 | activo | 22/11/2005 | 01/01/2006 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba Hermeticidad 04 Octubre del 2006. |
| 8 | EA 2147 | 32 | 1474 | activo | 12/11/2005 | 01/01/2006 | No Tiene | No Tiene | | Casing presenta obstrucción a 230 pies. |
| 9 | EA 2148 | 315 | 1014 | activo | 01/10/2009 | 01/11/2009 | No Tiene | No Tiene | | Dos (02) Arenas abiertas arriba del Packer. Cerrar Pozo |
| 10 | EA 2151 | 202 | 1387 | activo | 17/11/2005 | 01/01/2006 | No Tiene | No Tiene | 300 | Una (01) Arena abierta arriba del Packer. Cerrar Pozo |
| 11 | EA 2201 | 5 | 1400 | activo | 31/10/2005 | 01/11/2001 | No Tiene | No Tiene | | Prueba Hermeticidad el 08 de junio del 2010. |
| 12 | EA 2287 | 29 | 1598 | activo | 15/02/2005 | 01/05/2005 | No Tiene | No Tiene | | Injecta a 2206 pies. |
| 13 | EA 2303E | 287 | 1482 | activo | 22/11/2006 | 01/11/2006 | No Tiene | No Tiene | | Injecta a 2002 pies. |
| 14 | EA 2331 | 128 | 1400 | activo | 04/11/2005 | 01/01/2006 | No Tiene | No Tiene | | Injecta a 1960 pies. Formación Echano. |
| 15 | EA 2344 | 8 | 1518 | activo | 16/02/2005 | 01/05/2005 | No Tiene | No Tiene | 250 | Prueba Hermeticidad el 08 de Mayo del 2011. |
| 16 | EA 2434 | | | activo | 17/11/2004 | 01/06/2005 | No Tiene | No Tiene | | Injecta a 2143 pies. Formación Somatito superior |
| 17 | EA 5621 | 204 | 1536 | activo | 11/01/2007 | 01/01/2007 | No Tiene | No Tiene | | Obstrucción en Casing a 889 pies. Cerrar Pozo. |
| 18 | EA 5857 | 77 | 1477 | activo | 24/12/2005 | 01/07/2006 | No Tiene | No Tiene | 600 | Prueba Hermeticidad el 21 Julio del 2010. |
| 19 | EA 5937 | | | activo | 29/12/2006 | 01/01/2007 | | No Tiene | | 17 Set. 2011, se realiza prueba de hermeticidad. |
| 20 | EA6588 | 118 | 1538 | activo | 01/01/2006 | 01/07/2006 | No Tiene | No Tiene | | Cuatro (04) Arenas abiertas arriba del Packer. Presenta fuga a través del Packer. Programado reparar Feb 2012. Cerrar Pozo |
| 21 | EA 7552 | 333 | 1329 | activo | 04/01/2007 | 01/01/2007 | No Tiene | No Tiene | | Dos (02) Arenas abiertas arriba del Packer. Cerrar Pozo |
| 22 | EA 9797 | 46 | 1655 | activo | 23/03/2005 | 01/05/2005 | No Tiene | No Tiene | 300 | Una (01) Arena abierta arriba del Packer. Presenta fuga a través del Packer. Programado reparar Julio 2012. Cerrar Pozo |
| 23 | EA 10134 | 9 | 1660 | activo | 18/11/2004 | 01/05/2005 | No Tiene | No Tiene | 500 | Prueba hermeticidad el 08 Mayo 2007. |
| 24 | EA10144 | | | INACTIVO | 26/03/2005 | 01/05/2005 | No Tiene | No Tiene | 1000 | Prueba Hermeticidad el 07 de Feb. 2006. |
| 25 | EA 10222 | 47 | 1662 | activo | 09/04/2005 | 01/05/2005 | No Tiene | No Tiene | 500 | 26 Mayo 2005, se realiza prueba hermeticidad. Pozo cerrado. Prueba de Hermeticidad el 25 mayo 2007 |



122. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señaló que el PMA Ballena considera el criterio de área aprobado para los pozos que se encuentran dentro del mismo yacimiento. Siendo estos un total de veintiséis (26) pozos.
123. Asimismo, agregó que los Pozos 2143, 2287, 2344, 9797 y 10134 se encuentran debidamente mencionados en la página 6 del PMA del Yacimiento Ballena; mientras que los Pozos 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5857, 6588, 7552, y 10132 se encuentran dentro del área autorizada y aprobada por el PMA del Yacimiento Ballena.
124. El PMA Ballena considera un total de veintiséis (26) pozos convertidos a pozos inyectoros, con las siguientes características⁶³:

"I.J. Características**(...)****1. Conversión de pozos a inyectoros**

• Un total de 26 pozos se convertirán a inyectoros: 15 actualmente están produciendo con bombeo mecánico, 2 pozos abandonados temporalmente (ATA), 8 pozos de producción con suab y 01 pozo de desfogue. La conversión involucra trabajos de baleo, acidificación, rebaleo, aislamiento de intervalo inferior (conglomerados). La instalación proveerá facilidades para medición y prueba del pozo.

63

Plan de Manejo Ambiental para el Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de agua en el Yacimiento Ballena – Lote X, aprobado mediante el Oficio N° 053-2005-EM/DGAA del 13 de enero del 2005. Pág. 6.



- **Se contempla iniciar el proyecto con la conversión de los pozos: 1348, 10134, 2143, 2344, 10523, 10144, 10232, 9797, y 2287.”**

(El resaltado ha sido agregado)

125. En virtud de lo expuesto y de la revisión del PMA Ballena dado que Petrobras contemplaba una lista de los nueve (9) pozos para la inyección de sus aguas de producción (1348, **10134, 2143, 2344**, 10523, 10144, 10232, **9797**, y **2287**) con los que comenzaría su proyecto de inyección de aguas para recuperación secundaria en dicho yacimiento, al momento de la visita de supervisión materia del presente caso, el administrado no infringió lo establecido en el PMA Ballena al haber realizado actividades de inyección de aguas de producción en los pozos **2143, 2287, 2344, 9797 y 10134**, por lo que corresponde declarar el archivo en dicho extremo.
126. Con relación a los Pozos 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5857, 6588, 7552, y 10132, si bien Petrobras señaló que son pozos que se encuentran dentro del área autorizada y aprobada por el PMA del Yacimiento Ballena; lo cierto, es que el administrado no presenta medio probatorio alguno a efectos de acreditar que con anterioridad a las actividades de inyección, dichos pozos fueron los pozos que se encontraban produciendo con bombeo ,abandonados temporalmente y/o con desfogue, conforme se indicó en el PMA Ballena. En tal sentido, su argumento queda desvirtuado con relación a dicho extremo.



127. Finalmente, con relación al Pozo 5937 Petrobras señaló en su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016 que fue un pozo productor que se convirtió en pozo inyector en enero del año 2007 y fue cerrado en el mes de octubre del año 2012; asimismo, precisó que tramitará los instrumentos de gestión ambiental correspondientes a los Pozos 1502 y 5621 (actualmente activos). Sobre ello se debe indicar que lo indicado por Petrobras no logra desvirtuar que al momento de la visita de supervisión materia del presente caso (1 al 4 de febrero del 2012), haya realizado actividades de inyección de aguas de producción en los mencionados pozos sin contar con un instrumento de gestión ambiental aprobado por la autoridad competente.



128. En consecuencia, corresponde indicar que las acciones emprendidas por Petrobras con posterioridad a la visita de supervisión no cesan el carácter sancionable ni lo exime de responsabilidad por el hecho detectado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del TUO del RPAS. En tal sentido, dichas acciones serán analizadas de manera posterior para la determinación de las medidas correctivas a ordenar, de ser el caso.

IV.4.3 Conclusión del hecho imputado N° 3

129. En atención a todo lo expuesto ha quedado acreditado que Petrobras incumplió lo dispuesto en Artículo 9° del RPAAH en tanto que sus pozos inyectores activos en los Yacimientos Central, Laguna, Carrizo, y Ballena del Lote X no estaban contemplados en sus instrumentos de gestión ambiental, conforme al siguiente detalle:

- **En el Yacimiento Central:** el pozo inyector 9037
- **En el Yacimiento Laguna:** los pozos inyectores 7593, 8006 y 8007



- **En el Yacimiento Carrizo:** los pozos inyectores 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989.
- **En el Yacimiento Ballena:** los pozos inyectores 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132.

130. En consecuencia, corresponde declarar la responsabilidad administrativa de Petrobras en el presente extremo.
131. De otro lado, se archiva el presente procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Petrobras en el extremo referido a que habría infringido lo dispuesto en el Artículo 9° del RPAAH, en tanto que los Pozos inyectores 2143, 2287, 2344, 9797 y 10134 del Yacimiento Ballena; y los Pozos inyectores 1619, 8304, 8319, 9408 y 10039 del Yacimiento Somatito si estaban contemplados en un instrumento de gestión ambiental.

IV.5. Análisis de la cuarta cuestión en discusión: Determinar si Petrobras realizó trabajos de conversión de los pozos productores a inyectores pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, de acuerdo a lo establecido en su DIA Central

IV.5.1 Compromisos ambientales aprobados en su DIA Central

132. Conforme se ha indicado, el Artículo 9° del RPAAH establece que previamente al inicio de las actividades de hidrocarburos, ampliación o modificación, el titular deberá presentar ante la DGAAE el Estudio Ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento.
133. Así, mediante la Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AAE del 24 de mayo del 2007⁶⁴, la DGAAE del MINEM aprobó la DIA Central.
134. En el Literal f) del Acápite II.C.1 Conversión de Pozos a Inyectores del Capítulo II Descripción del Proyecto de la DIA Central, se señala que durante la conversión de pozos productores a inyectores Petrobras debía realizar, entre otras actividades, el resane a través de cementación forzada, de zonas de admisión o aporte (rotura de casing o corrosión), por ausencia de sello hidráulico frente a las zonas de interés, a fin de garantizar hermeticidad y aislamiento para la inyección a alta presión, conforme se detalla a continuación⁶⁵:

"Capítulo II Descripción del Proyecto

(...)

II.C.1 Conversión de Pozos a Inyectores

(...)

Trabajos de conversión de pozos

En la implementación del proyecto de inyección de agua del Yacimiento Central, las actividades a desarrollar durante la conversión de pozos productores a inyectores comprenderá principalmente las actividades siguientes:

(...)

⁶⁴ Página 70 y 71 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS parte 3, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁶⁵ Literal f) del Acápite II.C.1 Conversión de Pozos a Inyectores del Capítulo II Descripción del Proyecto de la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "Inyección de Agua para la Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X, aprobado Mediante Resolución Directoral N° 464-2007-MEM/AAE del 24 de mayo del 2007. Página 14 y 15.



f) En general y sin referirse taxativamente durante los trabajos de conversión se realizarán las siguientes actividades, siempre dentro de los Estándares CSMS de la empresa:

(...)

- o Resane a través de cementación forzada, de zonas de admisión o aporte (rotura de casing o corrosión), por ausencia de sello hidráulico frente a las zonas de interés, a fin de garantizar hermeticidad y aislamiento para la inyección a alta presión.

(...)

(El subrayado ha sido agregado)

IV.5.1 Análisis del hecho imputado N° 4

135. Durante la visita de supervisión efectuada del 1 al 4 de febrero del 2012, la Dirección de Supervisión detectó que los pozos inyectoros 9277 y 9951 del Yacimiento Central presentaban presiones elevadas en el anular y fugas a través del packer, lo que representaría un incumplimiento al DIA central, conforme se consignó en el Acta de Supervisión N° 005487⁶⁶.

"3) (...) los pozos inyectoros 9277 y 9951 del Yacimiento Central, deberán ser puesto fuera de servicio, por tener nivel en superficie y estar las presiones altas en el anular, se evidencia fuga a través del packer, lo que representa un incumplimiento al "DIA" Proyecto de Reinyección de Agua para la Recuperación Secundaria.

Nota: Capítulo II, Descripción del Proyecto, Punto II.C.1 Conversión de Pozos a Inyectores, trabajos de conversión de pozos a inyectores, Literal "f". Resane a través de cementación forzosa (rotura de casing o corrosión por ausencia de sello hidráulico (...))"

136. En esa misma línea, la Dirección de Supervisión en el Informe Técnico Acusatorio recogió el mismo hallazgo, conforme a los siguiente⁶⁷:

"58. Sin embargo, en la supervisión regular efectuada al Lote X, el Supervisor detectó fuga del agua de inyección en superficie a través del cabezal (...) de los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, según consta (...) en las Actas de Supervisión; lo cual, incumple con el compromiso asumido en la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto Inyección de Agua para la Recuperación Secundaria en el Yacimiento Central – Lote X, referido a la pérdida de hermeticidad en el packet" (SIC)

"59. Por otro lado, durante la supervisión se detectó suelos afectados en los alrededores del cabezal del pozo reinyector como consecuencia de la falta de hermeticidad en el packer, lo cual permitió que el agua de reinyección llenara el espacio anular del pozo, produciéndose la fuga del fluido a través del cabezal"

137. La conducta descrita se sustenta en los registros fotográficos N° 41⁶⁸, 57⁶⁹ del Informe de Supervisión, en los que se observa la presencia de fluidos proveniente de los pozos inyectoros 9277 y 9951 como consecuencia de la falta

⁶⁶ Página 25 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁶⁷ Reverso del folio 11 y folio 12 del Expediente.

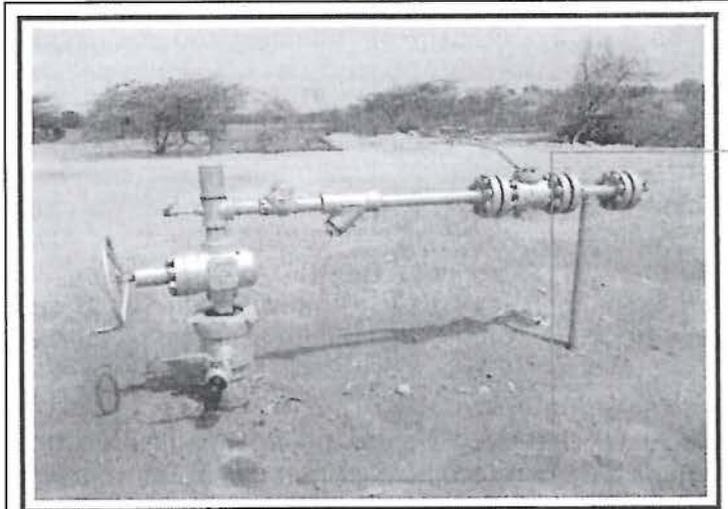
⁶⁸ Página 3 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.

⁶⁹ Página 19 del archivo digitalizado del Informe de Supervisión N° 493-2012-OEFA/DS Tomo II parte 1, contenido en el CD que obra en el Folio 15 del Expediente.



de hermeticidad en los referidos pozos inyectoros, incumpliendo lo establecido en la DIA Central.

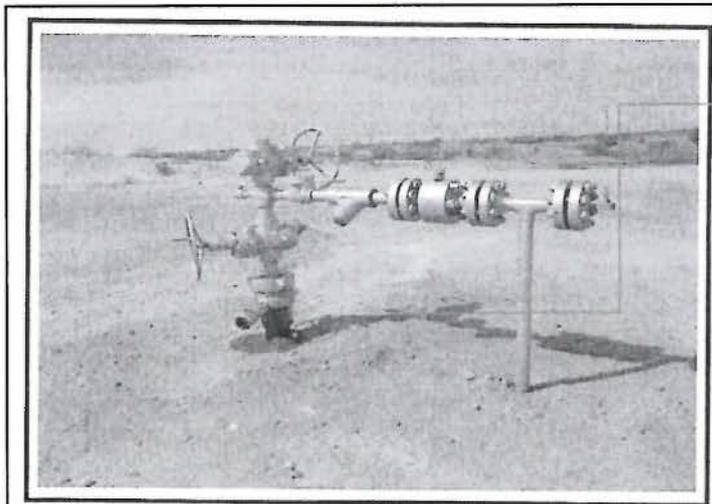
**Fotografía N° 41 del Informe de Supervisión
(Pozo inyector N° 9951)**



Fuga de fluidos por el cabezal del pozo

Fotografía N° 41: Muestra Pozo Inyector N° 9951; se observa además, que el cabezal del pozo cuenta con una sola válvula maestra. Estandarizar instalación de cabezal de los pozos inyectoros. Presión en tubos 1440 psi. Coordenadas: 0481608/9527718.

**Fotografía N° 57 del Informe de Supervisión
(Pozo inyector N° 9927)**



Fuga de fluidos por el cabezal del pozo

Fotografía N° 57: Muestra Pozo Inyector N° 9277; cuya presión en cabeza registra 1430 psi. Se observa también fuga de crudo a través del cabezal, evidenciando una comunicación con en el anular a través del Packer. Coordenadas: 0481714/9527532.



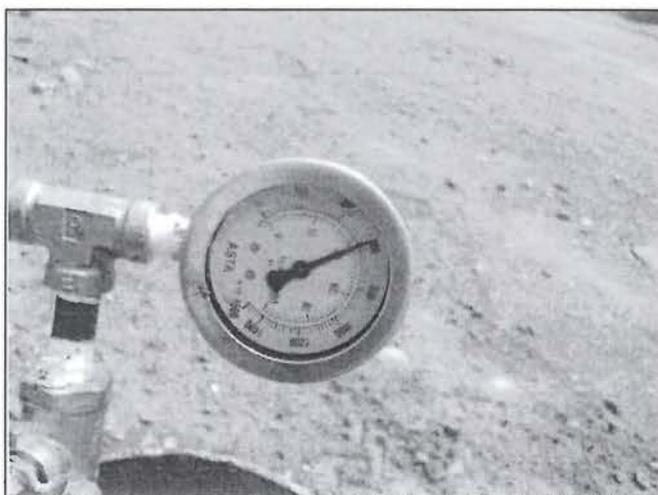
138. Petrobras señala en su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016 que habría realizado trabajos de conversión tal como se menciona en el DIA Central;



pero que al momento de la visita de supervisión se registró altas presiones por fallas mecánicas en el elemento aislante packer el cual habría originado salida de fluidos a través del anular.

139. Sobre lo indicado, si bien Petrobras señala que los fluidos presenciados durante la visita de supervisión por el supervisor de campo se debió a un evento puntual de alta de presión, ello no ha sido acreditado por el administrado con ningún tipo de medio probatorio, a efectos de sustentar el buen funcionamiento del sistema de inyección (hermeticidad de los pozos).
140. Asimismo, lo indicado por Petrobras carece de sustento toda vez que se debe considerar que de la revisión del Anexo III – Resumen de pruebas del “Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011” se advierte que el pozo EA9951 del Yacimiento Central solo contaba con una intervención de prueba de presión del 13 de diciembre del 2010, la cual no resultaba suficiente para acreditar la hermeticidad del mencionado pozo inyector.
141. Del mismo modo, con relación al Pozo 9277 se puede evidenciar en el auditor/inspector consignó en el “Informe Técnico de Integridad Mecánica en Pozos Inyectores – Diciembre 2011” recomendó la corrección del mencionado pozo, lo cual acredita que el sistema de inyección no se encontraba funcionando de acuerdo a lo establecido en su DIA Central.
142. En esa línea, el supervisor de campo consignó en el Informe de Supervisión que *“los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, deberán ser puesto fuera de servicio, por tener nivel en superficie y estar las presiones altas en el anular, se evidencia fuga a través del packer, lo que representa un incumplimiento al DIA Proyecto de Reinyección de Agua para la Recuperación Secundaria.”*; recogiendo los siguientes registros fotográficos donde se evidencia registros de presión de hasta 500 PSI; es decir, en ambos pozos inyectores existía fuga de fluidos en el interior de la zona anular, conforme se observa en los registros fotográficos N° 57 y 58 del Informe de Supervisión:

Fotografía N° 57 del Informe de Supervisión
(Pozo inyector N° 9951)





**Fotografía N° 58 del Informe de Supervisión
(Pozo inyector N° 9277)**



143. De otro lado, Petrobras señaló en su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016 que luego de la visita de supervisión la observación materia del presente caso habría sido subsanada en tanto que efectuó intervenciones, de acuerdo al siguiente detalle: (i) El Pozo 9277 fue intervenido el 18 de abril del año 2012 y posteriormente cerrado en octubre del 2012 por problemas mecánicos; y, (ii) el Pozo 9951 fue intervenido el 19 de abril del 2012 corrigiéndose la falla y actualmente se encuentra inyectando sin salida de fluidos por el anular. A efectos de sustentar lo indicado adjuntó Reporte de intervención de pulling Pozo EA 9951⁷⁰.



144. Al respecto, corresponde señalar que las acciones emprendidas por Petrobras con posterioridad a la visita de supervisión no cesa el carácter sancionable ni lo exime de responsabilidad por el hecho detectado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del TUO del RPAS. Ello, debido a que el administrado se encontraba obligado a realizar la conversión de sus pozos productores a inyectoros de acuerdo a lo establecido en su DIA Central. En tal sentido, los documentos presentados en su escrito de descargos, serán analizados de manera posterior para la determinación de las medidas correctivas a ordenar, de ser el caso.

145. En consecuencia, conforme a lo establecido en el Artículo 16° del TUO del RPAS, la conducta referida a que **Petrobras realizó trabajos de conversión de los pozos productores a inyectoros Pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central** ha quedado acreditada al ceñirnos a lo establecido en el Acta de Supervisión N° 005487 y el Informe Técnico Acusatorio los cuales constituyen medios probatorios fehacientes, no existiendo prueba en contrario.

146. Por lo tanto, en atención a las consideraciones expuestas, Petrobras incumplió lo establecido en el Artículo 9° del RPAAH al haber realizado trabajos de conversión de los pozos productores a inyectoros Pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central; y en consecuencia, corresponde declarar la existencia de responsabilidad administrativa.

⁷⁰ Folios del 46 al 54 del Expediente.



IV.5. Análisis de la quinta cuestión en discusión: Determinar si corresponde ordenar medidas correctivas a Petrobras

IV.5.1 Objetivo, marco legal y condiciones de la medida correctiva

147. La medida correctiva cumple con el objetivo de reponer o restablecer las cosas al estado anterior de la comisión del ilícito, corrigiendo los efectos que la conducta infractora hubiere causado en el interés público⁷¹.
148. El Numeral 1 del Artículo 22° de la Ley del SINEFA señala que el OEFA podrá: *"ordenar las medidas correctivas necesarias para revertir, o disminuir en lo posible, el efecto nocivo que la conducta infractora hubiera podido producir en el ambiente, los recursos naturales y la salud de las personas"*.
149. Asimismo, los Lineamientos para la Aplicación de las Medidas Correctivas a que se refiere el Literal d) del Numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley N° 29325, aprobado por Resolución del Consejo Directivo N° 010-2013-OEFA/CD, establecen las directrices y metodología para la aplicación de medidas correctivas por parte del OEFA.
150. A continuación, corresponde analizar si en la infracción objeto del presente procedimiento corresponde el dictado de medidas correctivas, considerando si la empresa revertió o no los impactos generados.

VI.5.2 Medidas correctivas aplicables

151. En el presente caso se ha determinado la responsabilidad administrativa de Petrobras por la comisión de cuatro (4) infracciones administrativas:
- (i) Infracción al Literal c) del Artículo 77° del RPAAH, toda vez que Petrobras no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito.
 - (ii) Infracción al Artículo 9° del RPAAH, debido a que el pozo inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central.
 - (iii) Infracción al Artículo 9° del RPAAH debido a que el pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; los pozos inyectoros 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303,

⁷¹ Véase MORÓN URBINA, Juan Carlos. "Los actos - medidas (medidas correctivas, provisionales y de seguridad) y la potestad sancionadora de la Administración". En: Revista de Derecho Administrativo N° 9. Círculo de Derecho Administrativo. Lima, p. 147.



2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, no estaban contemplados en sus instrumentos de gestión ambiental.

(iv) Infracción al Artículo 9° del RPAAH toda vez que Petrobras realizó trabajos de conversión de los pozos inyectoros 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central.

• **Infracción al Literal c) del Artículo 77° del RPAAH**

152. En el presente caso ha quedado acreditado que Petrobras no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito.

153. Asimismo, de la revisión de los documentos obrantes en el Expediente, se evidencia que el administrado no ha presentado medios probatorios a efectos de subsanar la conducta infractora imputada en su contra. En consecuencia, esta Dirección considera ordenar la siguiente medida correctiva:



| Conducta infractora | Medida correctiva | | |
|---|--|--|---|
| | Obligación | Plazo de cumplimiento | Forma para acreditar el cumplimiento |
| Petrobras Energía Perú S.A. no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito. | Realizar la Prueba de Integridad Mecánica a los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; | En un plazo no mayor de ciento cuarenta (140) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución. | En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe con las pruebas de integridad mecánica de los mencionados pozos inyectoros del Lote X, así como registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84 de los pozos intervenidos. |





| | | | |
|--|---|--|--|
| | y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito del Lote X, a fin de garantizar que el sistema de inyección de agua de producción no fluya a formaciones no previstas. | | |
|--|---|--|--|

154. La medida correctiva tiene como finalidad asegurar que durante la Inyección de Agua de Producción, este no fluya a formaciones no previstas.

155. Para la justificación del plazo de la medida correctiva se tomó como referencia el informe de Relevamiento de Registros CBL-VDL en Pozos Inyectoros de Agua presentado por Petrobras a la Dirección de Supervisión a través de la carta PEP-GCIA-OPE-095-2012 el 9 de marzo del 2012. En dicho informe se indica que la realización de registros eléctricos CBL-VDL correspondientes a la fecha de terminación de cada pozo es de un registro por cada día. Siendo un total de sesenta y nueve (69) pozos inyectores que no acreditaron la ejecución de Prueba de Integridad Mecánica y considerando un día adicional para cada pozo (casos de contingencias), se estima un total de ciento cuarenta (140) días hábiles.



• **Infracción al Artículo 9° del RPAAH, debido a que el pozo inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central**

156. En el presente caso ha quedado acreditado que el pozo inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central.

157. Mediante escrito con N° de Registro 2012-E01-023418 del 30 de octubre del 2012, Petrobras presentó su escrito de levantamiento de observaciones señalando que en el DIA Central se establece la acción de resane a través de cementación forzada de zonas de admisión o aporte (rotura de casing o corrosión), por ausencia de sello hidráulico frente a las zonas de interés, a fin de garantizar hermeticidad y asilamiento para la inyección de alta presión. No obstante lo indicado, no adjunta medios probatorios que hayan acreditado la subsanación de la conducta infractora imputada en su contra. En consecuencia, esta Dirección considera ordenar la siguiente medida correctiva:



| Conducta infractora | Medida correctiva | | |
|---------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| | Obligación | Plazo de cumplimiento | Forma para acreditar el cumplimiento |
| | | | |



| | | | |
|--|---|--|--|
| <p>El Pozo Inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central.</p> | <p>Acreditar el resane de la zona denominada arenas abiertas ubicada sobre el Packer o tapón superior del pozo inyector 2213 del Yacimiento Central, a fin de asegurar que los fluidos inyectados no fluyan a formaciones no previstas.</p> | <p>En un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución.</p> | <p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe técnico de las actividades de intervención (resane y otras) del pozo 2213 del Yacimiento Central en la zona denominada arena abierta del casing. Asimismo adjuntar registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84, entre otros medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la medida correctiva ordenada (orden de servicio, contrato).</p> |
|--|---|--|--|



158. La medida correctiva tiene como finalidad asegurar que durante la inyección de agua de producción del pozo en mención, los fluidos inyectados no se desvíen a formaciones no previstas (acuíferos).

159. Para la justificación del plazo de la medida correctiva se tomó como referencia el reporte diario de operaciones de intervención de un pozo, presentado por Petrobras en su escrito de descargos, en el cual señala que se tarda aproximadamente dos (2) días para la intervención de un pozo, no obstante, en el presente caso en beneficio del administrado se le está otorgando 30 días hábiles a efectos que la empresa programe las actividades de intervención del pozo.

• **Infracción al Artículo 9° del RPAAH, debido a que el pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; los pozos inyectores 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, no estaban contemplados en sus instrumentos de gestión ambiental**

160. En el presente caso ha quedado acreditado que el pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; los pozos inyectores 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, no estaban contemplados en sus instrumentos de gestión ambiental.

161. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señaló que el pozo 7593 del Yacimiento Laguna fue abandonado y cuenta con un Plan de Abandono aprobado por la autoridad competente, lo cual ha sido acreditado mediante su escrito de levantamiento de observaciones del Plan de Abandono Parcial de siete (7) Pozos del Lote X (EA 7593, EA 7594, EA 7589 del yacimiento Laguna; EA 2412, EA 9499, EA 10041 del Yacimiento Somatito y EA



998 del Yacimiento Carrizo)⁷². En tal sentido no corresponde ordenar medida correctiva respecto de dicho pozo.

- 162. De otro lado, en su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señaló que el pozo 9037 del Yacimiento Central fue cerrado y se le colocó precinto de seguridad; en el Yacimiento Carrizo el pozo 110 fue cerrado en marzo del 2012, el pozo 9126 está inactivo desde noviembre del 2014, el pozo 1624 fue convertido a productor en julio del 2012; en el Yacimiento Ballena el pozo 5937 fue cerrado en octubre del 2012.
- 163. Al respecto cabe señalar que dichas acciones realizadas con posterioridad a la visita de supervisión no exoneran a Petrobras de adecuar sus actividades a las normas ambientales, por lo que debe contar con un instrumento de gestión ambiental para sus actividades de inyección de aguas de producción.
- 164. Asimismo, con relación a los pozos 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 1699 y 1979, 2019, 2162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502 y 5621 del Yacimiento Ballena, Petrobras señaló que efectuaría los trámites correspondientes para la aprobación de un instrumento de gestión ambiental correspondiente. Asimismo, se debe indicar que a la fecha de emisión de la presente Resolución Directoral Petrobras no ha presentado documento alguno a efectos de acreditar acciones de subsanación respecto de los mencionados pozos inyectoros.
- 165. Por último, con relación a los pozos inyectoros 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena de la revisión de los documentos obrantes en el Expediente, se evidencia que el administrado no ha presentado medios probatorios a efectos de subsanar la conducta infractora. En consecuencia, esta Dirección considera ordenar la siguiente medida correctiva:



| Conducta infractora | Medida correctiva | | |
|--|--|--|--|
| | Obligación | Plazo de cumplimiento | Forma para acreditar el cumplimiento |
| El pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; y los pozos inyectoros 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, no estaban contemplados en los instrumentos de gestión ambiental. | Elaborar y presentar ante la autoridad competente un instrumento de gestión ambiental para los pozos inyectoros 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, a efectos de establecer las medidas de prevención y mitigación | En un plazo no mayor de sesenta (60) días hábiles, contados desde el siguiente día de notificada la presente resolución. | En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, un informe que adjunte copia del instrumento de gestión ambiental de los mencionados pozos, así como el cargo de presentación de su solicitud ante la autoridad competente. |

⁷² Ver el siguiente enlace: (Visto por última vez el 5 de abril del 2016) <http://intranet2.minem.gob.pe/polyweb/visorimagenindices.aspx?imprimir=1&tocid=1173526>



| | | | |
|--|---------------------------------------|--|--|
| | durante las actividades de inyección. | | |
|--|---------------------------------------|--|--|

166. La medida correctiva tiene como finalidad establecer acciones que permita prevenir, mitigar, rehabilitar o compensar los impactos negativos generados por el desarrollo del proyecto o actividad a través de la elaboración de un instrumento ambiental.

167. A efectos de fijar un plazo razonable de cumplimiento de la referida medida correctiva, en el presente caso se ha tomado en consideración el plazo establecido (plazo no mayor de 60 días) en la Segunda Disposición Complementarias Transitorias del Decreto Supremo N° 039-2014-EM presentar a la Autoridad Ambiental Competente un Plan de Adecuación Ambiental como Instrumento de Gestión Ambiental Complementario enfocado a la etapa operativa, mantenimiento y/o abandono de la actividad en cuestión, para su evaluación.

- **Infracción al Artículo 9° del RPAAH, debido a que Petrobras realizó trabajos de conversión de los pozos inyectoros 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central**



168. En el presente caso ha quedado acreditado que Petrobras realizó trabajos de conversión de los pozos inyectoros 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central.

169. En su escrito de descargos del 26 de febrero del 2016, Petrobras señaló que luego de la visita de supervisión habría sido subsanado la conducta infractora en tanto que efectuó intervenciones, de acuerdo al siguiente detalle: (i) El Pozo 9277 fue intervenido el 18 de abril del año 2012 y posteriormente cerrado en octubre del 2012 por problemas mecánicos; y, (ii) el Pozo 9951 fue intervenido el 19 de abril del 2012 corrigiéndose la falla y actualmente se encuentra inyectando sin salida de fluidos por el anular. A efectos de sustentar lo indicado adjuntó Reporte de intervención de pulling Pozo EA 9951⁷³.



170. De la revisión del Reporte Diario de Operaciones Base Talara del 18 de abril del 2012 se verifican actividades de desmontaje de equipo en el pozo 9277 del Yacimiento Central y limpieza en la locación del pozo; asimismo, se verifica el transporte del mencionado equipo y sus componentes hacia el pozo 9951 del Yacimiento Central. Es decir, se acredita el cierre del pozo 9277 del Yacimiento Central.

171. De otro lado, con relación al pozo 9951 del Yacimiento Central en el Reporte Diario de Operaciones Base Talara del 18 de abril del 2012 se verifican registros de presión de 80 psi en los tubos (inyección) y 50 PSI en la zona anular. Es decir, se verificó la presencia de fluidos. Posteriormente, mediante el reporte Diario de Operaciones Base Talara del 19 de abril del 2012 se verifica que se intervino el mencionado pozo (fijación de packers o tapones, cambio de tuberías de inyección y armado de cabezal del pozo).

⁷³ Folios del 46 al 54 del Expediente.



172. No obstante lo indicado, dichos medios probatorios no resultan suficientes para acreditar el correcto funcionamiento de los pozos inyectores 9951 y 9277 del Yacimiento Central, toda vez que no se adjunta registros de presión de la zona anular que garantice la hermeticidad y aislamiento de los mencionados pozos. En consecuencia, esta Dirección considera ordenar la siguiente medida correctiva:

| Conducta infractora | Medida correctiva | | |
|--|--|--|---|
| | Obligación | Plazo de cumplimiento | Forma para acreditar el cumplimiento |
|  <p>Petrobras Energía Perú S.A. realizó trabajos de conversión de los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central.</p> | <p>Acreditar mediante registros de presión en el anular que los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central no presentan fugas de fluidos, a efectos de acreditar que fueron convertidos a pozos inyectores, conforme lo establecido en su DIA Central.</p> | <p>En un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles, contados desde el siguiente día de notificada la presente resolución.</p> | <p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe técnico que adjunte los registros de presión en el anular que los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, asimismo, que adjunte otros medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la medida correctiva ordenada (orden de servicio, contratos, entre otros).</p> |

173. La medida correctiva tiene como finalidad garantizar la correcta hermeticidad y aislamiento de los pozos inyectores inclusive para altas presiones de inyección, evitando fuga de fluidos a otras formaciones y/o al ambiente.

174. A efectos de fijar un plazo razonable de cumplimiento de la referida medida correctiva, en el presente caso se ha tomado en consideración un plazo razonable de veinte (20) día hábiles a fin que el administrado pueda realizar las coordinaciones para la toma de registros de presión en la zona anular de los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento; asimismo, acreditar la hermeticidad y el aislamiento de los mencionados pozos.

175. Finalmente, es importante señalar que de acuerdo al segundo párrafo del Numeral 2.2. del Artículo 2° de las Normas reglamentarias que facilitan la aplicación de lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, en caso los extremos que declaran la existencia de responsabilidad administrativa adquieran firmeza, serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia del administrado, sin perjuicio de su inscripción en el RAA.

En uso de las facultades conferidas en el Literal n) del Artículo 40° del Reglamento de Organización y Funciones del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, aprobado por el Decreto Supremo N° 022-2009-MINAM, y de lo dispuesto en el Artículo 19° de la Ley N° 30230 – Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país;

**SE RESUELVE:**

Artículo 1°.- Declarar existencia de responsabilidad administrativa a Petrobras Energía Perú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones:

| N° | Conducta infractora | Norma que establece la sanción |
|----|---|--|
| 1 | Petrobras Energía Perú S.A. no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectores 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectores 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectores 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectores 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectores 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito. | Literal c) del Artículo 77° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |
| 2 | El Pozo Inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central. | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |
| 3 | El pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; y los pozos inyectores 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, no estaban contemplados en los instrumentos de gestión ambiental. | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |
| 4 | Petrobras Energía Perú S.A. realizó trabajos de conversión de los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central. | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |

Artículo 2°.- Ordenar a Petrobras Energía Perú S.A como medidas correctivas que cumpla con lo siguiente:

| Conducta infractora | Medida correctiva | | |
|---------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| | Obligación | Plazo de cumplimiento | Forma para acreditar el cumplimiento |
| | | | |



| | | | |
|--|---|---|--|
|  <p>Petrobras Energía Perú S.A. no realizó la prueba de integridad mecánica de los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito.</p> | <p>Realizar la Prueba de Integridad Mecánica a los pozos inyectoros 1502, 1875, 2122, 2138, 2143, 2146, 2147, 2151, 2201, 2287, 2303E, 2331, 2344, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552, 9797, 10134, 10144, 10232, 10523 del Yacimiento Ballena; a los pozos inyectoros 110, 124, 1624, 1699, 1979, 2019, 5973, 9126, 9158, 9162, 9401, 9418, 9989, 9991, 10208, 10209 del Yacimiento Carrizo; a los pozos inyectoros 1041, 1294, 1956, 2213, 2263, 2361, 9012, 9029, 9037, 9057, 9077, 920, 9229, 9407, 9562, 9813, 9951 del Yacimiento Central; a los pozos inyectoros 7589, 7593, 7594, 8006, 8007, 8021, 8049 del Yacimiento Laguna; y a los pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408, 10039 del Yacimiento Somatito del Lote X, a fin de garantizar que el sistema de inyección de agua de producción no fluya a formaciones no previstas.</p> | <p>En un plazo no mayor de ciento cuarenta (140) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución.</p> | <p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe con las pruebas de integridad mecánica de los mencionados pozos inyectoros del Lote X, así como registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84 de los pozos intervenidos.</p> |
|  <p>El Pozo Inyector 2213 del Yacimiento Central contaba con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central.</p> | <p>Acreditar el resane de la zona denominada arenas abiertas ubicada sobre el Packer o tapón superior del pozo inyector 2213 del Yacimiento Central, a fin de asegurar que los fluidos inyectados no fluyan a formaciones no previstas.</p> | <p>En un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles contados desde la notificación de la presente resolución.</p> | <p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe técnico de las actividades de intervención (resane y otras) del pozo 2213 del Yacimiento Central en la zona denominada arena abierta del casing. Asimismo adjuntar registros fotográficos debidamente fechados con coordenadas UTM WGS84, entre otros medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la medida correctiva ordenada (orden de servicio, contrato).</p> |



| | | | |
|---|---|---|---|
| <p>El pozo inyector 9037 del Yacimiento Central; y los pozos inyectores 7593, 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, no estaban contemplados en los instrumentos de gestión ambiental.</p> | <p>Elaborar y presentar ante la autoridad competente un instrumento de gestión ambiental para los pozos inyectores 8006 y 8007 del Yacimiento Laguna; 110, 1624, 1699, 1979, 2019, 9126, 9162 y 9989 del Yacimiento Carrizo; y, 1502, 1875, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 2151, 2201, 2303, 2331, 2434, 5621, 5857, 5937, 6588, 7552 y 10132 del Yacimiento Ballena, a efectos de establecer las medidas de prevención y mitigación durante las actividades de inyección.</p> | <p>En un plazo no mayor de sesenta (60) días hábiles, contados desde el siguiente día de notificada la presente resolución.</p> | <p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, un informe que adjunte copia del instrumento de gestión ambiental de los mencionados pozos, así como el cargo de presentación de su solicitud ante la autoridad competente.</p> |
| <p>Petrobras Energía Perú S.A. realizó trabajos de conversión de los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, incumpliendo lo establecido en su DIA Central.</p> | <p>Acreditar mediante registros de presión en el anular que los pozos 9277 y 9951 del Yacimiento Central no presentan fugas de fluidos, a efectos de acreditar que fueron convertidos a pozos inyectores, conforme lo establecido en su DIA Central.</p> | <p>En un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles, contados desde el siguiente día de notificada la presente resolución.</p> | <p>En un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con la medida correctiva, Petrobras deberá presentar ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos un informe técnico que adjunte los registros de presión en el anular que los pozos inyectores 9277 y 9951 del Yacimiento Central, asimismo, que adjunte otros medios probatorios que acrediten el cumplimiento de la medida correctiva ordenada (orden de servicio, contratos, entre otros).</p> |



Artículo 3°.- Informar a Petrobras Energía Perú S.A. que las medidas correctivas ordenadas por la autoridad administrativa suspenden el procedimiento administrativo sancionador, el cual sólo concluirá si la autoridad verifica el cumplimiento de las medidas correctivas. Caso contrario, el referido procedimiento se reanuda quedando habilitado el OEFA a imponer la sanción respectiva, conforme a lo establecido en el Artículo 19° de la Ley N° 30230, Ley que establece las Medidas Tributarias, Simplificación de Procedimientos y Permisos para la Promoción y Dinamización de la Inversión en el País.

Artículo 4°.- Informar a Petrobras Energía Perú S.A., que el cumplimiento de las medidas correctivas ordenadas serán verificadas en el procedimiento de ejecución que iniciará la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos considerando la modalidad y los plazos otorgados para efectuar el referido cumplimiento. En ese sentido, se deberá poner en conocimiento de esta Dirección el cumplimiento de dicha medida.



Artículo 5°.- Archivar el presente procedimiento administrativo sancionador iniciado contra Petrobras Energía Perú S.A., en los siguientes extremos:

| N° | Presuntas conductas infractoras | Norma que establece la presunta obligación incumplida |
|----|--|--|
| 1 | Petrobras Energía Perú S.A. no habría realizado la prueba de integridad mecánica de los pozos 2106P, 2148 del Yacimiento Ballena, 9277 del Yacimiento Central, 9988 y 2043 del Yacimiento Carrizo; y, 2412, 9499 y 10041 del Yacimiento Somatito. | Literal c) del Artículo 77° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |
| 2 | Los pozos inyectoros 1502, 2122, 2138, 2146, 2147, 2148, 5937, 6588, 7552, 10523 del Yacimiento Ballena; pozo inyector 9029 del Yacimiento Central; y, los pozos inyectoros 8021 y 8049 del Yacimiento Laguna contarían con arenas abiertas sobre el packer superior, incumpliendo lo establecido en la DIA Central. | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |
| 3 | Los Pozos inyectoros 2143, 2287, 2344, 9797 y 10134 del Yacimiento Ballena; y los Pozos inyectoros 1619, 8304, 8319, 9408 y 10039 del Yacimiento Somatito si estaban contemplados en un instrumento de gestión ambiental, no estarían contemplados en los instrumentos de gestión ambiental. | Artículo 9° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 015-2006-EM. |

Artículo 6°.- Informar a Petrobras Energía Perú S.A. que contra lo resuelto en la presente resolución es posible la interposición del recurso de reconsideración y apelación ante la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, dentro del plazo de quince (15) días hábiles contado a partir del día siguiente de su notificación, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 207° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, y en los Numerales 24.1, 24.2 y 24.3 del Artículo 24° del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

Artículo 7°.- Disponer la inscripción de la presente resolución en el Registro de Actos Administrativos, sin perjuicio de que si esta adquiere firmeza, los extremos que declaran la responsabilidad administrativa serán tomados en cuenta para determinar la reincidencia y su posible inscripción en el registro correspondiente, de acuerdo a la Única Disposición Complementaria Transitoria del Texto Único Ordenado del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, aprobado mediante Resolución del Consejo Directivo N° 045-2015-OEFA/PCD.

Regístrese y comuníquese


 Eliot Gianfranco Mejía Trujillo
 Director de Fiscalización, Sanción y
 Aplicación de Incentivos
 Organismo de Evaluación y
 Fiscalización Ambiental - OEFA