



Universidad Nacional  
**Federico Villarreal**

Vicerrectorado de  
INVESTIGACIÓN

**ESCUELA UNIVERSITARIA DE POSGRADO**

**“IMPACTOS AMBIENTALES NEGATIVOS POR DERRAME DE PETRÓLEO  
CRUDO DE JUNIO 2014 EN EL KM 41+833 DEL OLEODUCTO NORPERUANO  
EN LA COMUNIDAD NATIVA CUNINICO”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADEMICO DE:**

**DOCTOR EN MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE**

**AUTOR:**

**CAMACHO ZOROGASTÚA, KATHERINE DEL CARMEN**

**ASESOR:**

**DR. JHON WALTER GÓMEZ LORA**

**JURADO:**

**DR. HIGINIO EXEQUIEL FLORES VIDAL**

**DR. JOSÉ LUIS BOLIVAR JIMÉNEZ**

**DR. CIRO RODRÍGUEZ RODRIGUEZ**

**LIMA – PERÚ  
2020**

*“De día mandará Dios su misericordia, y de noche su cántico estará conmigo, y mi oración al Dios de mi vida”*

*“Tendrás por oro al todopoderoso y él será para ti como plata refinada. En Dios te deleitarás y ante él levantarás tu rostro. Cuando ores, él te escuchará y tú le cumplirás tus votos. Tendrás éxito en todo lo que emprendas y en tus caminos brillará la luz.”*

### **Dedicatoria**

*A mi Papito Dios y al Doctor J. Walter  
Gómez Lora.*

## **Agradecimientos**

*A Jesucristo, porque gracias a él conocí el verdadero amor de Dios.*

*A mi mamá Ysabel por haberme dado la vida y apoyarme en todo tiempo como mi fiel compañera.*

*A mi esposo, Víctor G. por apoyarme, impulsarme y motivarme en esta etapa de mi vida. En ti encontré más de lo que siempre anhelé y te doy gracias por ser el compañero, amigo y amor más sincero que he tenido en mi vida. Eres lo más hermoso que me pudo dar Dios.*

*A mi hijito, la mayor bendición que Dios me ha dado. Gracias por existir y hacerme la mujer más feliz del mundo mi hermoso tesoro del cielo.*

*A mis hermanos Mitchel y Phool y mis bellos sobrinos. Gracias Mitchel por haber sido mi mejor amigo y gran compañero en mi adolescencia.*

*A un gran amigo, docente y asesor, Dr. Walter Gómez L., quién me acompañó y apoyó en estos 11 años. Gracias por haber aceptado ser mi asesor en mis tesis de pregrado y posgrado. Gracias le doy por considerarme parte de su familia, ser mi segundo padre, guiarme y haber estado conmigo en todo este tiempo, especialmente en los momentos que más he necesitado un abrazo de consuelo, así como también en cada logro académico y personal. Gracias a usted siempre llevo grabado en mí: “Un corazón que tiene a Cristo no puede estar triste”.*

*A mi gran amiga, confidente y mi segunda madre, Consuelo P. Gracias por haberme recibido con tanto amor en su casa y enseñarme acerca del caminar diario con Dios. Gracias a usted, sé que la voluntad de Dios siempre es buena, agradable y perfecta y que, por él, en él y para él son hechas todas las cosas.*

*A mi hermano Daniel Gómez P. por ser un gran ejemplo para todos nosotros. Tú marcaste un antes y un después en la célula “Isacar” y siempre le pido a Dios que me enseñe a tener la nobleza, dulzura y amor al prójimo como tú. Hasta el día de hoy siento tu presencia y aroma en la célula. A mis hermanos espirituales Dianita, David y Jaime por darnos tanto amor sincero.*

*A mi amada célula “Isacar” por acogerme estos 11 hermosos años, que han sido los mejores de mi vida.*

*A mis suegros, Sr. Hugo y Sra. Emilia y Fátima por todo el apoyo y comprensión que nos brindan.*

*A mi querido Instituto de Investigación y Gestión del Agua - INEIGA (antes, CEIGA) por abrirme las puertas de sus instalaciones, donde aprendí buenos valores, a investigar y conocí a mis verdaderos amigos, que ahora son mis hermanos, a quienes los tengo como el tesoro más valioso que me ha regalado Dios.*

*A mis revisores Dr. Raúl Rosadio, Dr. José Bolívar, Dr. Max Alcántara, Dr. Higinio Rosales y Dr. Ciro Rodríguez por su valioso apoyo y tiempo brindado en la revisión de la presente investigación.*

*Al Dr. Óscar Gómez Benitez, Ing. Victor Gallo e Ing. Miguel Naveros Araujo por su asesoría en temas de remediación ambiental y por el valioso tiempo que me han brindado.*

*A mi querida Universidad Nacional Federico Villarreal.*

# ÍNDICE GENERAL

<i>Dedicatoria</i>	<i>i</i>
<i>Agradecimientos</i>	<i>ii</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>10</i>
<i>ABSTRACT</i>	<i>11</i>
<i>I. INTRODUCCIÓN</i>	<i>12</i>
1.1. Planteamiento del problema	14
1.2. Descripción del problema	14
1.3. Formulación del problema	15
A. Problema general	15
B. Problemas específicos	15
1.4. Antecedentes	16
1.4.1. Internacionales	16
1.4.2. Nacionales	23
1.5. Justificación	27
1.6. Importancia	28
1.7. Limitaciones de la investigación	29
1.8. Objetivos	30
A. Objetivo general	30
B. Objetivos específicos	30
1.9. Hipótesis	30
A. Hipótesis general	30
B. Hipótesis específicas	30
<i>II. MARCO TEÓRICO</i>	<i>31</i>
2.1. Marco conceptual	31
2.1.1. Ambiente	31
2.1.2. Recursos naturales y procesos ecológicos	32
2.1.3. Impacto ambiental negativo	34
2.1.4. Petróleo crudo	34
2.1.5. Transporte de hidrocarburos mediante ductos	35
2.1.6. Causas de fallas en ductos	35
2.1.7. Causas externas	37
A. Combinación de defectos	37
B. Clima	37
2.1.8. Corrosión	38
A. Corrosión externa	39
B. Corrosión interna	40
2.1.9. Inspección y mantenimiento	41
A. Inspección	41
a. Inspección de Nivel 1	41
b. Inspección de Nivel 2	43
c. Inspección Nivel 3	44
d. Inspección Nivel 4	44
2.1.10. Mantenimiento	45
A. Mantenimiento preventivo	45

a.	Protección catódica	45
b.	Derechos de vía (DDV)	46
c.	Señalización	46
B.	Mantenimiento correctivo	46
2.1.11.	Emergencia ambiental	47
2.1.12.	Derrame de petróleo	48
A.	Comportamiento en cuerpos hídricos (agua dulce)	48
B.	Comportamiento en el suelo	48
2.1.13.	Tecnologías de saneamiento de suelos contaminados con hidrocarburos	49
A.	Estrategias de remediación de suelos	49
B.	Lugar de realización del proceso de remediación	49
C.	Tipos de tratamiento	50
a.	Atenuación natural	51
b.	Lavado del suelo	51
c.	Extracción de vapores del suelo y aspersión de aire	52
d.	Desorción térmica	53
e.	Compostaje	54
f.	Biorremediación	54
2.1.14.	Desarrollo sostenible	55
2.1.15.	Tipos de medidas ambientales para impactos negativos	55
A.	Medidas de prevención o de protección	56
B.	Medidas de mitigación o de reducción	56
C.	Medidas de recuperación o corrección	56
D.	Medidas de compensación	56
2.2.	Marco filosófico o epistemológico	57
<b>III.</b>	<b>MÉTODO</b>	59
3.1.	Tipo de investigación	59
3.2.	Población y muestra	59
3.3.	Operacionalización de variables	60
3.4.	Instrumentos	61
3.4.1.	Información cartográfica	61
3.4.2.	Información tecnológica	62
3.5.	Procedimientos	62
3.5.1.	Evaluación de causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo	62
3.5.2.	Propuestas de medidas de prevención	63
3.5.3.	Propuestas medidas de mitigación – recuperación ambiental	63
3.6.	Análisis de datos	64
3.6.1.	Etapa inicial de gabinete	64
3.6.2.	Etapa de campo	64
3.6.3.	Etapa Final de gabinete	64
<b>IV.</b>	<b>RESULTADOS</b>	65
4.1.	Historia del Oleoducto Norperuano (ONP)	65
4.2.	Ubicación	66
4.3.	Vías de acceso	68
4.4.	Diagnóstico físico	69
4.4.1.	Climatología	69
4.4.2.	Hidrología	69

4.4.3.	Geología	71
4.4.4.	Suelos y capacidad de uso mayor de suelos	71
A.	Suelos	71
B.	Capacidad de uso mayor de suelos	72
4.4.5.	Geomorfología	72
4.4.6.	Zonas de vida	72
4.4.7.	Ecosistemas y medio biológico	73
A.	Ecosistemas	73
a.	Ecosistemas acuáticos	73
(i)	<i>Ecosistemas inundables estacionales</i>	74
(ii)	<i>Ecosistemas inundables permanentes</i>	74
b.	Ecosistemas terrestres	74
B.	Medio biológico	75
a.	Flora	75
b.	Fauna	76
4.4.8.	Áreas Naturales Protegidas (ANP)	76
4.5.	Diagnóstico socioeconómico y cultural	77
4.5.1.	Población	77
4.6.	Resumen de las características generales y acciones verificadas por el OEFA en el ámbito de estudio	79
4.6.1.	Acciones de remediación verificadas por el OEFA	81
4.6.2.	Estado actual del ámbito de estudio	86
4.7.	Datos generales de la emergencia ambiental	87
4.7.1.	Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado por Petroperú	87
4.7.2.	Información obtenida en campo por el OEFA	89
4.8.	Causas y consecuencias del derrame de petróleo	89
4.8.1.	Causas	91
A.	Análisis de ejecución de los mantenimientos internos y externos al Tramo I del ONP	92
B.	Análisis de la activación del Plan de Contingencia (control del derrame a tiempo) por parte de Petroperú	95
4.8.2.	Consecuencias	98
A.	Análisis de la infraestructura denominada “Canal de Flotación”	98
B.	Análisis de la afectación a cuerpos de agua superficial y suelos	101
a.	Evaluación del impacto ambiental negativo en el Canal de Flotación	101
b.	Evaluación del impacto ambiental negativo en el río Cuninico	105
c.	Evaluación del impacto ambiental negativo en el Canal de Descarga	107
C.	Interpretación de las hipótesis planteadas respecto de los impactos negativos en suelos y aguas del Canal de Flotación y Descarga y río Cuninico	108
D.	Análisis de la afectación a la fauna, flora y salud de las personas	111
a.	Fauna	111
b.	Flora	114
c.	Vida o salud humana	117
E.	Afectación inmediata y actual y temporalidad del petróleo en el ambiente	121
4.9.	Propuestas de prevención y mitigación – recuperación ambiental	123
4.9.1.	Propuesta de medidas de prevención	124
A.	Control de corrosión (interna y externa)	125

B.	Control en tiempo real e insitu (otros)	128
C.	Actualización de su instrumento de gestión ambiental (PAMA)	129
D.	Mantenimiento correctivo	132
4.9.2.	Propuesta de medidas de mitigación - recuperación (rehabilitación)	132
A.	Acciones durante la remediación – recuperación ambiental	133
a.	Excavación y retiro del material superficial	137
b.	Biopilas con estimulación	138
c.	Atenuación natural monitoreada (insitu)	139
B.	Acciones de pos-remediación	139
V.	<i>DISCUSIÓN DE RESULTADOS</i>	141
VI.	<i>CONCLUSIONES</i>	145
VII.	<i>RECOMENDACIONES</i>	147
VIII.	<i>REFERENCIAS</i>	150
ANEXOS		170
Anexo N° 1.	Matriz de Consistencia	171
Anexo N° 2.	Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electrónico del año 1999	172
Anexo N° 3.	Monitoreo periódico de protección catódica en el ONP del año 2006	173
Anexo N° 4.	Eventos relevantes ocurridos el 22 de junio de 2014	174
Anexo N° 5.	Eventos relevantes ocurridos el 24 de junio de 2014	176
Anexo N° 6.	Eventos relevantes ocurridos el 28 de junio de 2014	177
Anexo N° 7.	Puntos de monitoreo de agua y suelo ubicados en el Canal de Flotación	178
Anexo N° 8.	Puntos de monitoreo de agua en el río Cuninico	180
Anexo N° 9.	Puntos de monitoreo de agua en el Canal de Descarga	181
Anexo N° 10.	Estaciones de pesca Cuninico (estaciones de colecta de músculo y vísceras de peces)	181
Anexo N° 11.	Estaciones de colecta de plancton (matriz agua)	181
Anexo N° 12.	Glosario de abreviaturas	182

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Concepto del término “ambiente” .....	31
Tabla N° 2. Recursos naturales y procesos ecológicos .....	33
Tabla N° 3. Composición química del petróleo crudo .....	35
Tabla N° 4. Clasificación de defectos .....	36
Tabla N° 5. Tipos de corrosión .....	38
Tabla N° 6. Causas de corrosión en ductos .....	41
Tabla N° 7. Localización de medición de espesores en tramos rectos de tuberías .....	43
Tabla N° 8. Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas .....	47
Tabla N° 9. Concepto de emergencia ambiental .....	47
Tabla N° 10. Técnicas de remediación.....	50
Tabla N° 11. Tecnologías utilizadas en la biorremediación de suelos contaminados.....	54
Tabla N° 12. Variables dependientes e independientes del primer objetivo específico.....	60
Tabla N° 13. Variables dependientes e independientes del segundo objetivo específico .....	60
Tabla N° 14. Variables dependientes e independientes del tercer objetivo específico .....	61
Tabla N° 15. Mapas temáticos utilizados.....	61
Tabla N° 16. Software y/o aplicativos utilizados .....	62
Tabla N° 17. Inicio de operación de instalaciones del ONP .....	65
Tabla N° 18. Costo de pasajes según empresas .....	68
Tabla N° 19. Datos de la estación meteorológica “Santa Rita de Castilla” .....	69
Tabla N° 20. Registro de precipitación media mensual de la estación “Santa Rita de Castilla” .....	70
Tabla N° 21. Descripción de unidades geológicas.....	71
Tabla N° 22. Tipos de suelo.....	72
Tabla N° 23. Capacidad de uso mayor de suelos .....	72
Tabla N° 24. Población a nivel distrital del departamento de Loreto .....	77
Tabla N° 25. Indicadores sociales del departamento de Loreto .....	78
Tabla N° 26. Comunidades Nativas de la zona de estudio.....	78
Tabla N° 27. Características generales del ámbito de ocurrencia del derrame de petróleo .....	79
Tabla N° 28. Cronograma de actividades ambientales del Plan de Acción Versión 01. Rev 2 (Nuevo cronograma) .....	82
Tabla N° 29. Avances de las acciones de remediación verificadas por el OEFA .....	83
Tabla N° 30. Resultados de los análisis de laboratorio de agua superficial (en 14 puntos).....	85
Tabla N° 31. Supervisiones ambientales efectuadas a la zona del derrame de petróleo .....	89
Tabla N° 32. Análisis de la ejecución de los mantenimientos al Tramo I del ONP.....	94
Tabla N° 33. Análisis de activación del Plan de Contingencia por parte de Petroperú.....	97
Tabla N° 34. Resultados de análisis de laboratorio de suelos en el Canal de Flotación .....	101
Tabla N° 35. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el Canal de Flotación.....	104
Tabla N° 36. Resultados de los análisis de laboratorio de agua en el río Cuninico .....	105
Tabla N° 37. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el Canal de Descarga.....	107
Tabla N° 38. Valores “z” críticos.....	109
Tabla N° 39. Especies de fauna afectadas en el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame .....	112
Tabla N° 40. Especies de flora afectadas en el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame.....	115
Tabla N° 41. Población de la zona de influencia del derrame de petróleo en el distrito Urarinas, provincia y departamento de Loreto.....	118
Tabla N° 42. Documentación evaluada por el OEFA respecto al daño a la vida o salud humana..	120
Tabla N° 43. Resumen de impactos ambientales negativos .....	121
Tabla N° 44. Derrames de petróleo acontecidos en el ONP de Petroperú (periodo 2011 – 2019) .	124
Tabla N° 45. Medidas de prevención propuestas para el control de fallas de tuberías en operación .....	128



Tabla N° 46. Obligaciones ambientales de la actualización del PAMA propuestas .....	130
Tabla N° 47. Puntos de monitoreo de agua y sedimentos propuestos en la investigación.....	135
Tabla N° 48. Puntos de monitoreo de suelos propuestos en la investigación .....	136
Tabla N° 49. Puntos de monitoreo de agua y suelo ubicados en el Canal de Flotación.....	178
Tabla N° 50. Puntos de monitoreo de agua ubicados en el río Cuninico .....	180
Tabla N° 51. Puntos de monitoreo de agua ubicado en el Canal de Descarga.....	181
Tabla N° 52. Estaciones de pesca Cuninico, Uruarinas – Loreto, en las estaciones de colecta de músculo y vísceras de peces .....	181
Tabla N° 53. Estaciones de colecta de plancton (matriz agua) .....	181

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1. Abolladuras con protuberancia.....	37
Figura N° 2. Corrosión externa .....	39
Figura N° 3. Agrietamiento intergranular debido a corrosión por esfuerzos .....	39
Figura N° 4. Corrosión interna agravada por erosión - corrosión .....	40
Figura N° 5. Tipos de daños causados por H <sub>2</sub> S.....	40
Figura N° 6. Transductor de haz recto y equipo ultrasonido.....	44
Figura N° 7. Estrategias básicas de remediación de suelos.....	49
Figura N° 8. Procesos de remediación de suelos.....	50
Figura N° 9. Tipos de tratamiento de suelos .....	50
Figura N° 10. Proceso de atenuación natural .....	51
Figura N° 11. Proceso de lavado de suelos .....	52
Figura N° 12. Sistema de extracción de vapores del suelo y aspersión de aire.....	53
Figura N° 13. Proceso de desorción térmica .....	53
Figura N° 14. Instalaciones del sistema de tuberías del ONP .....	66
Figura N° 15. Ubicación de la zona donde ocurrió el derrame de petróleo (KM 41+833 - Tramo I del ONP) .....	67
Figura N° 16. Precipitación del año promedio (1986 - 2012).....	71
Figura N° 17. Información reportada por Petroperú del derrame de petróleo crudo .....	88
Figura N° 18. Línea de tiempo de acciones realizadas por Petroperú.....	88
Figura N° 19. Ubicación espacial entre el Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico..	90
Figura N° 20. Punto donde ocurrió la falla (rajadura) del ONP.....	91
Figura N° 21. Puntos donde observa la corrosión severa, ubicados entre los KM 40 y 42 del ONP	92
Figura N° 22. Compromisos asumidos en el PAMA del mantenimiento integral al ONP.....	92
Figura N° 23. Procedimientos por efectuar en caso de derrame de petróleo crudo en el ONP.....	95
Figura N° 24. Bombeo de petróleo crudo: Estación N° 1 - Estación N° 5 del ONP.....	96
Figura N° 25. Captura del video subido por Petroperú denominado: “Documental Conoce cómo se construyeron el ONP y los canales de flotación” .....	99
Figura N° 26. Captura del video subido por Petroperú denominado: “Oleoducto Norperuano - Petroperú transportando energía para todos los peruanos” .....	100
Figura N° 27. Resultados de los análisis de laboratorio de suelos en el Canal de Flotación, para los parámetros F1, F2 y F3 .....	102
Figura N° 28. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el Canal de Flotación, para los parámetros Hidrocarburos de petróleo y Aceites y Grasas .....	104
Figura N° 29. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el río Cuninico, para los parámetros Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas.....	106
Figura N° 30. Resultados de los análisis de laboratorio de agua en el Canal de Descarga, para los parámetros Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas .....	107

Figura N° 31. Región de aceptación y rechazo .....	109
Figura N° 32. Valor de “z” calculado en la región de rechazo .....	110
Figura N° 33. Peces muertos impregnados con petróleo crudo (especies <i>fasaco</i> y <i>shuyo</i> ), retirados del Canal de Flotación de la zona de mayor impacto.....	112
Figura N° 34. Especie conocida como boa, impregnada de petróleo crudo.....	112
Figura N° 35. Peces muertos encontrados en la segunda barrera del Canal de Descarga al río Cuninico .....	113
Figura N° 36. Peces muertos (shuyo y bufurqui) afectados por el derrame de petróleo crudo en la segunda barrera del Canal de Descarga.....	113
Figura N° 37. Tortuga (matamata) impregnada en su totalidad con petróleo .....	113
Figura N° 38. Arbustos impregnados con petróleo, ubicados en la margen derecha del Canal de Flotación.....	115
Figura N° 39. Presencia de una película de petróleo crudo en el Canal de Flotación (márgenes y vegetales de la zona impregnados).....	115
Figura N° 40. Árboles impregnados con petróleo en su tronco a una altura aproximada de 60 cm. (ubicados alrededor del Canal de Flotación).....	115
Figura N° 41. Afectación de la flora que se encuentra colindante al Canal de Flotación .....	116
Figura N° 42. Afectación de la flora colindante al Canal de Flotación.....	116
Figura N° 43. Medidas ambientales de prevención y mitigación.....	123
Figura N° 44. Diagnóstico ambiental en la zona de estudio .....	133
Figura N° 45. Ejecución de labores de remediación ambiental en la zona de estudio .....	134
Figura N° 46. Acciones de pos-remediación ambiental en la zona de estudio.....	139

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo N° 1. Matriz de Consistencia.....	171
Anexo N° 2. Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico del año 1999 .....	172
Anexo N° 3. Monitoreo periódico de protección catódica en el ONP del año 2006.....	173
Anexo N° 4. Eventos relevantes ocurridos el 22 de junio de 2014.....	174
Anexo N° 5. Eventos relevantes ocurridos el 24 de junio de 2014 .....	176
Anexo N° 6. Eventos relevantes ocurridos el 28 de junio de 2014 .....	177
Anexo N° 7. Puntos de monitoreo de agua y suelo ubicados en el Canal de Flotación .....	178
Anexo N° 8. Puntos de monitoreo de agua en el río Cuninico.....	180
Anexo N° 9. Puntos de monitoreo de agua en el Canal de Descarga.....	181
Anexo N° 10. Estaciones de pesca Cuninico (estaciones de colecta de músculo y vísceras de peces) .....	181
Anexo N° 11. Estaciones de colecta de plancton (matriz agua).....	181
Anexo N° 12. Glosario de abreviaturas.....	182

## RESUMEN

El objetivo de la investigación fue conocer los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano, situado en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto. Se analizaron sus causas y consecuencias tomando la información consignada en las Resoluciones Directorales de carácter público del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA, que contienen datos recopilados por Petroperú S.A. y el OEFA tales como: verificación insitu del punto donde ocurrió la falla (KM 41+833), visualización directa de los componentes ambientales afectados, manifestación de las poblaciones afectadas, ejecución de monitoreos ambientales, documentación de los hechos constatados por los representantes de autoridades competentes e información obtenida de los diarios “El Comercio”, “La República”, “Actualidad Ambiental”, “Diario televisivo canal Panamericana”, entre otros. Luego, se formularon propuestas de prevención ante derrames por transporte de petróleo tomando como referencia las experiencias exitosas de Estados Unidos de América (NORMAS API RP 1160 y ASME B31.4, versión en inglés), Nicaragua, Ecuador y Colombia. Finalmente, como medidas de mitigación - recuperación ambiental se plantearon acciones basadas en: (i) Diagnóstico de la zona, que abarca el reconocimiento inicial de campo, un monitoreo ambiental y análisis de información en gabinete; y, (ii) Ejecución de labores de remediación, que incluye la excavación y retiro del material superficial (suelos no recuperables), implementación de biopilas con estimulación y Atenuación natural monitoreada. También, para garantizar la recuperación del ambiente natural afectado, se propuso implementar acciones de pos-remediación tales como un monitoreo ambiental final y revegetación en zonas fuera del DDV afectadas por el derrame de petróleo.

*Palabras Clave: Derrame de petróleo crudo, oleoducto norperuano, mantenimiento integral, medidas de prevención y medidas de mitigación.*

## ABSTRACT

The objective of the research was to know the negative environmental impacts caused by the crude oil spill on the Norperuano Pipeline, located within the native Community of Cuninico - Loreto. Its causes and consequences were analyzed taking as source the information contained in the Directorial Resolutions of a public nature of the Environmental Assessment and Control Agency - OEFA, those containing information collected by Petroperú S.A. and the OEFA such as: on-site verification of the point where the fault occurred (KM 41+833), direct visualization of affected environmental components, manifestation of affected populations, execution of environmental monitoring, documentation of the facts found by representatives of authorities “El Comercio”, “La República”, “Actualidad Ambiental”, “Diario televisivo canal Panamericana”, others. Proposals for oil transport spills were then formulated, drawing on experiences from countries such as the United States of America (API RP 1160 & ASME B31.4), Nicaragua, Ecuador and Colombia. Finally, as mitigation measures - environmental recovery, actions based on: (i) Diagnosis of the area, which includes initial field recognition, environmental monitoring and analysis of cabinet information; and (ii) carrying out remediation work, including excavation and removal of surface material (non-recoverable soils), implementation of biotyas with stimulation and monitored natural attenuation. Also, to ensure the recovery of the affected natural environment, it was proposed to implement post-remediation actions such as final environmental monitoring and revegetation in areas outside the DDV affected by the oil spill.

*Keywords: Spill of crude oil, norperuano oil pipeline, full maintenance, prevention measures and mitigation measures.*

## I. INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo a nivel mundial es transportado a través de ductos por largas distancias desde los lotes o campos de extracción hasta las refinerías; sin embargo, generalmente estas actividades conllevan a dificultades operativas que limitan su viabilidad económica, social y ambiental, siendo uno de los mayores riesgos las fallas o roturas en sus tuberías, que consecuentemente se manifiestan en derrames al ambiente (De Cássia FS Silva et. al, 2014). Los diversos derrames a nivel mundial se han convertido en una gran problemática ambiental (De Cássia FS Silva et. al, 2014) y (BBC News, 2010), ya que su descarga genera impactos negativos significativos en los componentes ambientales expuestos, tales como suelos (agrícolas, ganaderos, áreas naturales protegidas, zonas de amortiguamiento, ecosistemas frágiles, etc.), cuerpos hídricos (quebradas, ríos, cochas, aguajales, mar, aguas subterráneas, entre otros), vegetación, fauna (terrestre y acuática) y salud de las personas que habitan dentro de la zona de influencia (Mendoza, 2019).

La contaminación de suelos por petróleo crudo afecta a su fertilidad, la fauna y microorganismos del suelo, el crecimiento de la vegetación y la sobrevivencia de los animales que se alimentan de éstas. Además, puede generar una afectación en el ámbito social que incluye los sistemas de producción, salud, economía y las formas de vida de las poblaciones, debido a los efectos nocivos de estos compuestos, los cuales son altamente tóxicos para los humanos (mutagénicos y carcinogénicos) y para los seres vivos en sus diversas formas (microflora, mesofauna y fauna) (Moñino y Galdos, 2008).

En la última década, en el Perú han ocurrido numerosos derrames de petróleo crudo durante el desarrollo de actividades de transporte por ductos operado por la empresa Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (en adelante, Petroperú), ocasionados por la falta de mantenimiento a su sistema de tuberías del Oleoducto Norperuano (en adelante, ONP). Estos derrames han afectado grandes superficies de suelos y varios cuerpos hídricos tales como quebradas, ríos, cochas, aguas subterráneas, entre otros. Cabe mencionar que la recurrencia de este tipo de emergencia ambiental ha acontecido en la región selva, donde existe la mayor biodiversidad a nivel nacional (SPDA, 2019). Por ello, con la finalidad de dar a conocer los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el ámbito de la

Comunidad Nativa Cuninico (Tramo I del ONP), en la presente investigación se inició con el análisis de sus causas y consecuencias y se formularon propuestas de medidas de prevención y mitigación - recuperación ambiental.

La estructura de la investigación tiene 8 capítulos; en el CAPÍTULO I se desarrollan los aspectos metodológicos que involucran los antecedentes tomados de libros, artículos de investigación de revistas indexadas, tesis de pregrado y postgrado (nacionales e internacionales) en temas de contaminación y remediación ambiental enmarcados en derrames de petróleo crudo; así como también, el planteamiento y formulación del problema, los objetivos, hipótesis, variables dependientes e independientes por cada objetivo específico, justificación e importancia; y alcances y limitaciones de la investigación.

En el CAPÍTULO II se desarrolla el marco teórico y filosófico que define diversos términos relacionados al tema de estudio, tales como recursos naturales y procesos ecológicos, impacto ambiental negativo, petróleo crudo, causas de fallas en ductos, inspección y mantenimiento, emergencia ambiental, derrame de petróleo crudo, contaminación del suelo y cuerpos de agua por derrames, técnicas de remediación de suelos contaminados con hidrocarburos, desarrollo sostenible y medidas ambientales. En el CAPÍTULO III se describen los métodos e instrumentos (cartográficos y tecnológicos) utilizados, la operacionalización de las variables dependientes e independientes, los procedimientos por cada objetivo planteado y las etapas de la investigación. En el CAPÍTULO IV se detallan los resultados que incluye: las características generales de la zona donde ocurrió la falla en el ducto (Tramo I del ONP), el análisis de las causas y consecuencias del derrame y las propuestas de las medidas de prevención y mitigación - recuperación.

Finalmente, en los CAPÍTULO V, VI, VII y VIII se desarrollan la discusión de resultados, conclusiones por cada objetivo, recomendaciones y referencias, respectivamente.

## **1.1. Planteamiento del problema**

A nivel nacional han ocurrido alrededor de 29 derrames de petróleo crudo durante su transporte a través del ONP en la última década, operado por la empresa Petroperú, los cuales han afectado diversas áreas de suelos, cultivos, cuerpos receptores de agua dulce tales como ríos, quebradas (posiblemente aguas subterráneas) y especies de flora y fauna y han ocasionado daño (potencial y real) a diferentes comunidades nativas y centros poblados que se encuentran dentro de la zona de influencia directa e indirecta de sus operaciones y cercanas a ésta (OEFA, 2016) y la (SPDA, 2019).

Para el caso en concreto, el 30 de junio del 2014 ocurrió un derrame de petróleo crudo en el KM 41+833 del ONP, ubicado en el distrito Urarinas, provincia y departamento de Loreto, el cual fue reportado al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, OEFA) por Petroperú S.A. En ese sentido, en la presente investigación se analizaron las causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico y se formularon propuestas de prevención y mitigación - recuperación ambiental con la finalidad de contribuir a la disminución de la ocurrencia de emergencias similares futuras en el ONP y a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados.

## **1.2. Descripción del problema**

El Perú posee 11 ecorregiones, que incluyen el mar tropical, mar frío, desierto costero, bosque tropical del Pacífico, bosque seco ecuatorial, serranía esteparia, el páramo, la puna, bosques de lluvias de altura (selva alta), bosque tropical amazónico (selva baja) y la sabana de palmeras, que abarcan 84 zonas de vida (Brack y Mendiola, 2004). El departamento de Loreto es el más extenso del Perú, localizado en el bosque tropical amazónico (parte nororiental) que ocupa el 28% del actual territorio peruano y comprende una vasta zona de llanura selvática, surcada por numerosos ríos de gran caudal y se encuentra en una zona con abundantes lluvias. También, cuenta con la mayor diversidad de etnias y lenguas indígenas, tales como Urarina, Taushiro y Ticuna, entre otras; y alberga aproximadamente 5 familias de lenguas endémicas: Cahuapana, Huitoto, Peba-Yagua, Tucano y Záparo (Rabadán, 2018).

Asimismo, una de las actividades humanas desarrolladas en el departamento de Loreto es el transporte de hidrocarburos mediante el ONP, a través del cual se transporta el petróleo crudo proveniente de las empresas operadoras Frontera Energy Corporation del Lote 192 (antes

Pluspetrol Norte S.A.), Perenco Petroleum Limited Sucursal del Perú (Lote 67), Pluspetrol Norte S.A. (Lote 8) y Cepsa Peruana S.A.C. (Lote 131) (Petroperú S.A., 2019). Sin embargo, su inadecuado transporte ha generado diversos derrames, ocasionando impactos significativos en los componentes ambientales; en el suelo causa la alteración de sus propiedades físicas, químicas y/o biológicas, es decir, puede modificar su estructura, reducir el intercambio de gases, aumentar el contenido de carbono orgánico, modificar la capacidad de intercambio catiónico y acidificar el suelo, lo cual en conjunto provoca una reducción en su fertilidad. Mientras que, en los cuerpos de agua dulce (superficiales y subterráneas) ocasiona la alteración de su composición química natural; en la flora, fauna y salud de las personas podrían ocasionar problemas de irritación cutánea, respiratorios, cáncer e incluso hasta la muerte a corto, mediano y largo plazo (Calao, 2007).

De acuerdo con el Reporte Preliminar de Emergencias Ambientales remitido el 1 de julio del 2014 al OEFA, Petroperú informó acerca del derrame de petróleo crudo ocurrido el 30 de junio del 2014 en la Comunidad Nativa Cuninico. El área afectada indicada en el reporte fue de 87 000 m<sup>2</sup> y el volumen derramado fue de 2358 barriles de petróleo crudo (OEFA, 2015).

Por tal motivo, en el presente trabajo de investigación se analizaron los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el ONP, en la Comunidad Nativa Cuninico – Loreto, con la finalidad de proponer medidas ambientales de prevención a fin de evitar la ocurrencia de sucesos similares futuros; y, de mitigación - recuperación relacionada a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame.

### **1.3. Formulación del problema**

#### **A. Problema general**

- ¿Cuáles son los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano ocurrido en junio del 2014, en la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto?

#### **B. Problemas específicos**

- ¿Cuáles son las causas y consecuencias que ocasionaron el derrame de petróleo crudo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico?



- ¿De qué manera se puede contribuir a la disminución de futuros derrames de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano?
- ¿Cómo se puede contribuir a la remediación - rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame de petróleo crudo?

## **1.4. Antecedentes**

### **1.4.1. Internacionales**

Cevallos y García (2018), autores de la tesis denominada “*Evaluación de la biodegradación de suelos contaminados con hidrocarburos utilizando Aspergillus niger, Pleurotus ostreatus y Pseudomonas aeruginosa*”, analizaron la capacidad biodegradadora de *Aspergillus niger*, *Pleurotus ostreatus* y *Pseudomonas aeruginosa* en suelos contaminados con hidrocarburos totales de petróleo e hidrocarburos aromáticos policíclicos. Se muestreó el suelo en la ciudad de Francisco Orellana (contaminado con hidrocarburo de 28° API) y se realizaron análisis fisicoquímicos a fin de cuantificar los 2 parámetros mencionados; asimismo, se evaluó la capacidad biodegradadora de *Aspergillus niger*, *Pleurotus ostreatus* y *Pseudomonas aeruginosa*. Se concluyó que la aplicación de *Aspergillus niger*, *Pleurotus ostreatus* y *Pseudomonas aeruginosa* favoreció la degradación de hidrocarburos en los suelos, demostrando su capacidad biorremediadora como alternativa limpia y amigable con el ambiente; así también, la *Pseudomonas aeruginosa* resultó ser el microorganismo con mayor capacidad biorremediadora, al adaptarse al sustrato y transformar los contaminantes en compuestos menos tóxicos por medio de las enzimas mono oxigenasas y dioxigenasas.

López y Luyando (2018) en su investigación titulada “*Los efectos de la contaminación petrolera en el desarrollo de comunidades ejidales: El caso de la cuenca del río San Juan (Nuevo León, México)*”, analizaron los efectos sociales, económicos y ecológicos generados por el derrame de más de 4000 barriles de petróleo crudo provenientes del oleoducto de Petróleos Mexicanos (Pemex) en varios ejidos de México, mediante la técnica de encuestas a los pobladores y entrevistas a los actores clave. De acuerdo con lo investigado, el derrame afectó un total de 1120 hectáreas de cítricos y diversos otros cultivos (25 000 toneladas de naranja), 200 productores y 23 KM del río San Juan. Se concluyó que la problemática social causada por el desastre es poco valorada y atendida por el responsable del derrame y descuidada por el Estado.

Mongabay (2018) informó de un derrame de más de 24 000 barriles de petróleo crudo ocurrido en el mes de marzo del 2018 causado por una falla en el ducto, el cual ocasionó la muerte de 2400 animales (terrestres y acuáticos) y afectó a 16 comunidades.

Koshlaf y Ball (2017), autores de la investigación denominada “*Soil bioremediation approaches for petroleum hydrocarbon polluted environments*”, evaluaron las distintas técnicas de remediación de suelos contaminados con hidrocarburos (fracción pesada, media y ligera) tales como físicas, químicas y biológicas y evaluaron los factores que influyen en su degradación. Se evaluó los costos de estas técnicas y su efectividad respecto a la degradación del petróleo crudo. Concluyendo que las técnicas biológicas son las menos costosas, las cuales oscilan entre los 30 y 100 U\$\$/m<sup>3</sup> en comparación a las otras, por ejemplo, las físicas varían entre 405 y 1485 U\$\$/m<sup>3</sup> y las químicas entre 80 y 440 U\$\$/m<sup>3</sup>; además, recomiendan el uso del microorganismo *Pseudomonas sp.* para la biorremediación de suelos contaminados con petróleo crudo.

Naranjo (2017), autor de la tesis denominada “*Aislamiento e identificación de microorganismos con capacidad de degradar hidrocarburos en suelos contaminados de la Comunidad Lumbaqui, provincia de Sucumbíos*”, determinó los microorganismos con potencial para degradar hidrocarburos de suelos contaminados en la Comunidad Lumbaqui, provincia de Sucumbíos. Se aislaron 12 cepas bacterianas en cultivo puro y se realizó el ensayo de turbidez que permitió aislar y obtener 3 cepas con una alta tasa de crecimiento en medio de cultivo compuesto por solución salina nutritiva y gasolina blanca al 10% de *Pseudomonas oleovorans*, *Bacillus sphaericus* y *Bacillus smithii*. Se concluyó que estas bacterias tienen capacidad de degradar gasolina blanca con una eficiencia de 100% para las 2 primeras bacterias; mientras que, para la tercera, un 94% al tiempo de 28 días.

Celorio (2016), autora de la tesis denominada “*Remediación del derrame de crudo en el recinto winchele desde una perspectiva ambiental y social*”, identificó las distintas metodologías aplicables en la remediación de suelos contaminados con hidrocarburos y revisar la percepción del medio social afectado. Además, se propuso realizar una campaña de muestreo (4 puntos) dentro del área de emplazamiento, y emplear una técnica combinada compuesta por Landfarming y Compostaje, para la remediación de los suelos afectados por

el derrame de crudo ocurrido el 8 de abril del 2013. Se concluyó que este proceso de recuperación es ideal, toda vez que el resultado final es un suelo útil para ser labrado, que no origina efectos adversos (tecnología poco invasiva), y, bajo condiciones óptimas no se producen metabólicos que puedan convertirse en contaminantes superiores; así como también los costos son bajos porque no necesita de maquinaria especializada. El referido derrame sucedió en la zona de montaña a 5 KM de distancia de la vía que conduce Quinindé-Santo Domingo, lugar donde atraviesa la tubería de 36 pulgadas operada por la empresa de oleoductos de crudos pesados (OCP) y se perdieron 5500 barriles, que contaminaron 3.2 KM del cuerpo de agua que atraviesa el sector.

Montero (2015), autor de la tesis denominada “*Estudio in-vitro de las propiedades biodegradadoras de hidrocarburos, por parte de hongos aislados de suelos contaminados por petróleo*”, estudió las propiedades de biodegradación de hidrocarburos in-vitro por parte de hongos aislados de suelos contaminados por hidrocarburos de la Amazonía ecuatoriana. Se realizó el aislamiento de hongos de muestras de suelos contaminados por hidrocarburos del cantón Lago Agrio, provincia de Sucumbíos, donde se presentó el crecimiento de los hongos en condiciones de laboratorio, encontrándose una relación entre el crecimiento del hongo y una mayor biodegradación de petróleo crudo y diésel como única fuente de carbono. Se concluyó que el crecimiento de los hongos seleccionados fue mejor ante el petróleo crudo a concentraciones de 4 gr/L (para el hongo rosado) y 6 gr/L (para el hongo verde claro); mientras que, ante el diésel a 6 gr/L (para el hongo rosado) y 4 gr/L (para el hongo verde claro).

El portal “Univisión Noticias” (2015), informó de un derrame de petróleo crudo por la rotura del oleoducto operado por la compañía *Plains All American Pipeline* de los Estados Unidos de América (California), ocurrido el 19 de mayo de 2015, donde se derramaron aproximadamente 105 000 galones de petróleo frente a la localidad de *Refugio State Beach*, que afectó diversos animales, el mar y unos 14 KM de la costa de Santa Bárbara. Razón por la cual el parque *Refugio State Beach* se cerró al público y se alertó a los bañistas en las playas cercanas; luego, de manera inmediata la empresa puso en marcha las acciones de limpieza.

La Revista “El Tiempo” (2015), anunció de un derrame de petróleo crudo por la rotura del oleoducto Caño Limón en Teorama operado por la empresa Ecopetrol, ocurrido en agosto del 2015. La rotura del oleoducto no fue producto de un atentado por parte de grupos subversivos, sino que el sistema de transporte de crudo presentaba una abolladura, que estalló por la presión del bombeo. El derrame contaminó la quebrada La Llana, el río Catatumbo y una vivienda de 2 personas mayores que se encontraban fuera de la residencia, que tuvieron contacto con el hidrocarburo y fueron trasladadas a un centro médico del municipio de Ocaña; y daños en las comunidades que perdieron varios de sus cultivos de cacao, yuca y plátano.

De Cássia Silva et al. (2014), en su investigación titulada “*Applications of Biosurfactants in the Petroleum Industry and the Remediation of Oil Spills*”, analizaron información relacionada a la aplicación de biosurfactantes como una alternativa viable en la industria de hidrocarburos y la bioremediación de derrames de petróleo en Brasil. Además, dieron a conocer una lista de diferentes tipos de microorganismos productores y biosurfactantes con aplicaciones potenciales para la biorremediación de ambientes contaminados por petróleo tales como las bacterias: *Pseudomonas aeruginosa* (biosurfactante Rhamnolipid), *Pseudomonas alcaligenes* (biosurfactante Rhamnolipid), *Pseudoxanthomonas* sp. (biosurfactante Rhamnolipid), *Pseudomonas cepacia* (biosurfactante Rhamnolipid, que también puede ser utilizada en ambientes marinos), entre otras.

Galeas (2013), autor de la tesis de pregrado, denominada “*Diagnóstico del proceso de remediación de suelos realizado en el sector de Santa Rosa, cantón el Chaco, provincia de Napo, debido a un derrame del OCP (25-02-2009)*”, evaluó el proceso de remediación realizado por OCP LTDA en el sector El Chaco debido al derrame de crudo del 2009 mediante la determinación de hidrocarburos y metales pesados en suelos. Esta investigación determinó si la cantidad de contaminantes (TPH, HAP, Cd, Ni y Pb) presentes en los suelos de Santa Rosa, están bajo los niveles aceptables según el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE) a fin de constatar la efectividad de las acciones de limpieza realizadas por parte de OCP y sus colaboradores, fortalecer la normativa y la gestión ambiental relacionada con los pasivos ambientales. En los resultados se encontró que los valores promedio son mucho más bajos que los límites permisibles, aun

cuando existían remanentes de hidrocarburos en las muestras, concluyendo que la remediación cumple con el RAOHE.

Noticias “El Universo” (2013), informó de un derrame de petróleo crudo de aproximadamente 10 000 barriles por la rotura del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) operado por la empresa Petroecuador, ocurrido en mayo del 2013. El SOTE se rompió cerca de las 9 horas en el sector denominado El Reventador, en Sucumbíos, lo que contaminó la vegetación de la zona, algunas vertientes (cuerpos de agua) y avanzó al río Coca. Asimismo, meses posteriores la empresa realizó las tareas de limpieza y remediación ambiental.

El Portal “Ecoosfera” (2010), anunció un derrame de petróleo crudo ocurrido en julio del 2010 generado por una explosión de la tubería durante la descarga de un tanquero, operado por la empresa Dalian Petrochemical Corp. El incidente provocó que se derramaran 1500 toneladas de crudo al mar, contaminando un aproximado de 183 km<sup>2</sup>, lo que obligó al Gobierno Chino a reclutar 500 naves pesqueras adicionales para trabajar en la limpieza de la marea negra.

Albán (2009), autor de la tesis denominada “*Propuesta de intervención en derrames de hidrocarburos en base a estudios de caso del SOTE desde Lago Agrio a Papallacta*”, diseñó los criterios de intervención para derrames de hidrocarburos en base al estudio de caso de los derrames ocurridos en el SOTE en los sectores La Boa, Quebrada Negra y El Guango en el período 2000-2005 para optimizar los recursos económicos, biofísicos y tecnológicos. La metodología que se utilizó fue la matriz de intervención, que es una herramienta usada para la correcta aplicación de tecnologías de remediación en función del tipo de derrame y contribuye a mejorar los costos, recuperar actividades productivas del sector y minimizar los impactos asociados al uso de tecnologías de remediación de alto impacto. Concluyendo que, la mayor diversidad se registró en El Guango, mientras que el mayor número de especies se reportaron en Quebrada Negra (31 aproximadamente); asimismo, respecto a la flora bacteriana, la mayor diversidad y el más alto número de individuos se registra en El Guango; y, respecto a bacterias degradadoras de hidrocarburos en este mismo sector se registraron 4 géneros (*Bacillus*, *Corynebacterium*, *Pseudomona* y *Proteus*).

El Portal “Petrolnews” (2009), anunció un derrame de petróleo crudo ocurrido en agosto del 2009 por la rotura de la tubería que transporta petróleo a la planta de Ulé, operado por la empresa Petróleos de Venezuela S.A. - PDVSA. El incidente se produjo en la carretera U, situada al lado de la vía que une al municipio con la interestatal Lara-Zulia y contaminó los componentes ambientales del ámbito de la zona y ocasionó daños en las comunidades.

El Portal “El Día” (2009), informó de un derrame de petróleo crudo ocurrido en junio del 2009 por la rotura del ducto, operado por la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Transporte - YPF. El hecho sucedió a 3 KM de la comunidad de Puerto Abaroa del Municipio de Yapacaní - Bolivia, ubicada sobre la carretera que vincula Santa Cruz con Cochabamba. La superficie impactada comprendió un área de 600 m<sup>2</sup> donde se derramaron entre 100 a 120 barriles de petróleo.

Baker, Caisse y Johnson (2009), autores de la investigación denominada “*Oil pollution in Ecuador: A devised remediation approach*”, evaluaron las técnicas de remediación producidas por la contaminación de petróleo en Texaco – Ecuador y dan a conocer que los efectos y posibles métodos de remediación se analizan en función a los cuerpos de agua, suelos y pueblos indígenas afectados. Además, determinaron que el costo aproximado para remediar 3 788 000 m<sup>3</sup> de suelos contaminados con petróleo alcanza un monto aproximado de U\$S 378 800 975 y concluye que el método más viable para remediación de suelos arcillosos es la biorremediación y la extracción de vapor del suelo.

Leyva (2006), autora de la tesis de maestría, denominada “*Comparación de técnicas de saneamiento en un suelo contaminado con hidrocarburos del petróleo de Tabasco*”, evaluó una técnica de remediación tipo biológico o fisicoquímico para el tratamiento de un suelo contaminado con petróleo crudo en el campo petrolero Cinco Presidentes, Tabasco y se propuso realizar pruebas de tratabilidad para las técnicas de bioestimulación y lavado de suelos (en 2 modalidades: por inundación y mecánico). Concluyendo que el tiempo estimado para alcanzar la concentración del LMP para suelo agrícola o residencial (3000 mg/kg de TPH) es 14 meses para atenuación natural, 16 meses para biorremediación con nutrientes y 13 meses para biorremediación con nutrientes-tensoactivo.

Deley (2005), autor de la tesis denominada “*Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petróleo del Campamento Sacha 161 utilizando el hongo *Pleurotusostreatus**”, remedió los suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petróleo de la línea de flujo del pozo Sacha 161 utilizando el hongo *Pleurotusostreatus*. La metodología que se utilizó fue un análisis fisicoquímico de suelos y se evaluó la reducción de la concentración de Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) usando el hongo mencionado, con el fin de cumplir con los parámetros establecidos en el Reglamento Sustitutivo del RAOHE. Los resultados de los análisis realizados por el CESTTA para la caracterización del suelo objeto de biorremediación, indican que los valores de TPH (107 239.48 mg/kg) de la zona contaminada en el pozo están por encima del límite máximo permisible establecido para uso industrial (4000 mg/kg) del reglamento mencionado, además de poseer un número de bacterias heterótrofas ( $1 \times 10^5$ ) insuficiente para un proceso de biorremediación.

Ortínez, Ize y Gavilán (2003), autores de la investigación titulada “*La restauración de suelos contaminados con hidrocarburos en México*”, desarrollaron los siguientes ítems: (i) Gestión ambiental; (ii) legislación ambiental en materia de hidrocarburos; (iii) principales funciones del suelo; (iv) características de los hidrocarburos; (v) técnicas de biorremediación utilizadas en la restauración de suelos contaminados con hidrocarburos en México; y, (vi) un caso de remediación de suelos contaminados con hidrocarburos en Ecuador. Dentro de las técnicas utilizadas en México que destacan con buenos resultados es el lavado de suelos, la biorremediación a través de bacterias y el monitoreo continuo de los sitios contaminados; sin embargo, las técnicas que resultaron muy costosas o ecológicamente incompatibles para considerarse como soluciones viables son la incineración, la desorción térmica, la extracción con vapor o vitrificación. Finalmente, respecto al estudio de Ecuador, se implementaron acciones de limpieza a través de la aplicación de varias cepas bacterianas nativas condicionadas por especialistas y los suelos fueron aireados mediante el proceso de labranza y regados cuando fue necesario; además, se realizó un sistema de monitoreo independiente (cada 21 a 30 días) alcanzando tratar un total de 140 000 toneladas de suelos en plataformas y se recuperaron 35 sitios contaminados, con resultados de niveles de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) muy inferiores a 5000 ppm (valor establecido por el Gobierno de Ecuador).

Centro de Ecología y Pueblos Andinos (2000), indicó que en enero del 2000 se produjo la rotura del ducto que transportaba petróleo de Bolivia a Chile (en la ciudad Sica-Sica), operado por la empresa transportadora de hidrocarburos TRANSREDES. Se derramaron aproximadamente 29 000 barriles de petróleo reconstituido sobre el río Desaguadero, afectando la flora, fauna, suelos y agua (más de 1 000 000 de hectáreas) y 127 comunidades de los departamentos de Oruro y La Paz. El 31 de julio de 2000, 6 meses después del derrame, oficialmente se concluyó la limpieza y se depositaron más de 838 000 bolsas de material contaminado en un terreno cercano.

#### **1.4.2. Nacionales**

Pisfil (2019), autor de la tesis denominada “*Remediación de suelos contaminados en operaciones de perforación en Nor-Oeste y Selva*”, evaluó las técnicas biológicas idóneas para el tratamiento de suelos contaminados con petróleo provenientes de un derrame durante las actividades de perforación. El método utilizado es empírico, ya que se basa en la revisión bibliográfica de experiencias similares a las de la selva peruana, donde se concluyó que la biorremediación es la vía más efectiva para suelos contaminados por petróleo crudo, ya que los procesos físicos y químicos poseen costos elevados.

Rodríguez (2018) en su tesis titulada “*Efecto del humus de lombriz en la remediación de suelos contaminado con crudo de petróleo. Ucayali, Perú*”, determinó: (i) las características fisicoquímicas del suelo que experimentan cambios con la aplicación de crudo, situado en el campus de la Universidad Nacional de Ucayali, (ii) el porcentaje de eficiencia del humus de lombriz para la remediación de suelos contaminados, (iii) la cantidad adecuada de humus que se debe añadir al suelo y (iv) la presencia de tipos de microorganismos presentes en el humus de lombriz. Se utilizó una metodología experimental con una muestra no probabilística y se trabajaron en 12 celdas de 0.2 m<sup>3</sup> (1mx1mx0.2m). Se concluyó que los tipos de microorganismos en el humus de lombriz encontrados fueron *Pseudomonas sp.*, *Bacillus sp.*, *Micrococcus sp.*, *Vibrio sp.* y 2 no identificados.

OEFA (2018) mediante la Resolución Directoral N° 1998-2018-OEFA/DFAI del 29 de agosto del 2018, declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por no ejecutar las medidas preventivas a fin de evitar los impactos negativos al



ambiente derivados del derrame de petróleo crudo ocurrido el 23 de mayo del 2017 en el KM 569+825 del Tramo II del ONP, situado en el distrito Colasay, provincia de Jaén y departamento Cajamarca; donde se verificó que: (i) la causa fue por un proceso de corrosión externa de 0.8 mm de diámetro aproximadamente, cuyo origen se debe a un deterioro puntual del recubrimiento y ataque químico derivado de los productos de siembra de arroz, y (ii) la última inspección efectuada fue en el año 2015 por la empresa LIN SCAN. Durante la supervisión se verificó que se contaminaron un total de 500 m<sup>2</sup> de cultivos de arroz (suelos). Además, en la referida resolución se indica que hubo 2 derrames más, el 2 y 6 de noviembre del 2015 en el KM 569+713 y KM 516+408 del Tramo II del ONP respectivamente, donde el primero afectó un total de 1 259 m<sup>2</sup> de cultivos de arroz (2268 barriles); mientras que el segundo, 625 m<sup>2</sup> de cultivos de arroz (16 barriles).

OEFA (2018) mediante la Resolución Directoral N° 421-2018-OEFA-DFAI del 7 de marzo del 2018, declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por no adoptar las medidas preventivas suficientes destinadas a evitar la ocurrencia del derrame de petróleo crudo ocurrido el 24 de junio del 2016 en el KM 213+992 del Tramo I del ONP, situado en el distrito Barranca, provincia de Datem del Marañón y departamento Loreto; inducido por el: (i) sobrecalentamiento de la tubería durante la instalación de camisas de refuerzo, (ii) revestimiento externo incompleto (toda la circunferencia de la tubería) y (iii) daño por salpicadura de escoria durante actividades de soldadura a la tubería. Durante la supervisión se verificó que se contaminaron un total de 32 000 m<sup>2</sup> de suelos, cuerpos de agua (quebradas estacionales y Caraño y agujales), flora riverense y salud de las personas.

García (2017) en su tesis titulada *“Recuperación del suelo contaminado con petróleo utilizando Micro-nanoburbujas de aire-ozono a nivel de laboratorio* remedió 10 kg de suelo contaminado (franco limoso) con petróleo utilizando la técnica de micro-nanoburbujas de aire-ozono en laboratorio. A esta cantidad de suelos se le dividió en 5 muestras denominadas “muestra sin contaminar”, “muestra N° 1” (muestra contaminada), “muestra N° 2” (muestra contaminada), “muestra N° 3” (muestra contaminada) y “muestra N° 4” (suelo testigo), a las que se les añadieron cantidades diferentes de petróleo de 0, 133, 267, 400 y 534 ml respectivamente. De la recuperación de suelos contaminados con petróleo después del tratamiento con micro-nanoburbujas de aire y ozono a nivel de laboratorio, las concentraciones de petróleo fueron de:

Muestra 1 de 133 a 51.9 ml (39%) TPH, Muestra 2 de 267 a 85 ml (32%) TPH, Muestra 3 de 400 a 196 ml (49%) y Muestra 4 de 534 a 206 ml (38.5%).

OEFA (2017) mediante la Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI del 22 de diciembre del 2017, sancionó a Petroperú con una multa ascendente a un total de 12 183 Unidades Impositivas Tributarias (UIT) por no haber realizado las acciones de mantenimiento en el KM 440+781 del Tramo II (distrito Imaza, provincia de Bagua y departamento Amazonas) y KM 206+035 del Ramal Norte del ONP (distrito Morona, provincia de Datem del Marañón y departamento Loreto), que fueron originados por procesos de corrosión y cuyos derrames de petróleo crudo generaron daño real a la flora, fauna y la salud humana e impactos negativos en cuerpos de agua y suelos. El volumen derramado del primero fue de 2971 barriles, el cual afectó a un total de 40 200 m<sup>2</sup> de suelos y la quebrada Inayo y ríos Chiriaco y Marañón y diversas especies de flora y fauna (terrestre y acuática); mientras que el volumen del segundo fue de 1447 barriles, que afectaron un aproximado de 1 264 032 m<sup>2</sup> de suelos, 2 quebradas (sin nombre y Cashacaño) y los ríos Morona y Marañón y especies de flora y fauna (terrestre y acuática).

OEFA (2017) mediante la Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI del 15 de noviembre del 2017, declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por no realizar acciones de mantenimiento a sus tuberías lo que produjo un derrame de petróleo crudo en el KM 504+400 del Tramo II del ONP, ubicado en el distrito y provincia de Bagua, departamento de Amazonas. Durante la supervisión y en gabinete se verificó que el derrame afectó suelos y cuerpos de agua tales como río Utcubamba y quebrada - Alcantarilla.

OEFA (2017), mediante la Resolución Directoral N° 1452-2017-OEFA-DFAI del 28 de noviembre del 2017, declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por no realizar acciones de mantenimiento preventivo y correctivo a sus tuberías lo que produjo un derrame de 2268 barriles de petróleo crudo en el KM 569+713 del Tramo II del ONP, situado en el distrito Colasay, provincia de Jaén, departamento de Cajamarca. Durante la supervisión se verificó que el derrame afectó un total de 1259 m<sup>2</sup> de suelos y flora

(cultivos de arroz) y que Petroperú no implementó el sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio, lo que aceleró más el proceso de corrosión externa en la tubería.

OEFA (2016), mediante la Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA-DFSAI del 2 de mayo del 2016, declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por ocasionar impactos ambientales a los componentes suelo, cuerpos de agua y flora generados por el derrame de 260 barriles de petróleo crudo residual ocurrido el 4 de setiembre del 2012 en el KM 397+300 del Tramo II del ONP, situado en el distrito de Nieva, provincia de Condorcanqui, departamento Amazonas, cuya fisura fue de 18 cm de largo y 3 mm de ancho inducida por deslizamientos de suelos y lluvias propias de la zona. Durante la supervisión y en gabinete se verificó que las causas que lo produjeron fue la falta de mantenimiento preventivo al sistema de tuberías del ONP; además, se identificó que: (i) la última inspección de medición del espesor de la tubería fue en el año 2003, (ii) se contaminaron 1200 m<sup>2</sup> de suelos y 4 KM aproximadamente de cuerpos hídricos alcanzando a la quebrada Nueva Esperanza – Swants y río Marañón.

OEFA (2016) mediante Resolución Directoral N° 452-2016-OEFA-DFSAI del 1 de abril del 2016, declaró responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por no realizar el mantenimiento a sus tuberías de 24”, que ocasionó un derrame de petróleo crudo de 105 barriles aproximadamente en la línea B de la Estación N° 1 - Saramuro, situado en los distritos Urarinas, Manseriche y Andoas, provincia de Datem del Marañón y departamento Loreto. Durante la supervisión y en gabinete se verificó que las causas que lo produjeron fue la falta de mantenimiento preventivo al sistema de tuberías del ONP; además, se identificó que el derrame afectó los suelos y vegetación de la zona.

OEFA (2014) mediante Resolución Directoral N° 788-2014-OEFA/DFSAI del 31 de diciembre del 2014, declaró responsabilidad administrativa de Petroperú, entre otros, por no remitir el Informe Preliminar de Siniestros del derrame de 60 barriles de petróleo crudo ocurrido el 3 de abril del 2011 en el KM 513+500 del Tramo II del ONP, ubicado en el distrito El Milagro, provincia de Bagua, departamento de Amazonas. Durante la supervisión y en gabinete se verificó que el derrame afectó un total de 200 m<sup>2</sup> suelos eriazos con vegetación natural.

Sandoval (2008) en su tesis titulada “*Valoración económica de espacios contaminados por hidrocarburos en la cuenca del río Corrientes Loreto - Perú, 2007 - 2008*”, realizó el diagnóstico del estado actual de las áreas afectadas por hidrocarburos y otras afines, las cuales han sido explotadas por petróleo por 36 años aproximadamente y cuantificó los parámetros e indicadores más afectados de cada una de estas (agua, atmósfera, vegetación, fauna, suelo, paisaje y estructura productiva). Además, estimó el costo de la valoración económica de 15 sitios contaminados ubicados en 3 Yacimientos: (i) Valencia/Nueva Esperanza, cuyo monto asciende a U\$\$ 383 334 (atenuación natural: volteo mediante arado con herramientas manuales y monitoreo de suelos); (ii) Capirona, alcanza los U\$\$ 3 027 335.84 (recuperación mecánica, biorremediación y landfarming exsitu); y, (iii) Corrientes/Trompeteros, con un valor de U\$\$ 16 985 461 (atenuación natural, biorremediación exsitu, recuperación mecánica, lavado de orillas e incineración), llegando a un total de más de U\$\$ 20 396 140.84 que fueron calculados para remediar 8711 m<sup>3</sup>.

### **1.5. Justificación**

El ambiente comprende el conjunto de componentes físicos, químicos, biológicos, así como también de la sociedad y su cultura en conjunto, que influyen en la vida del ser humano y en sus generaciones futuras. Sin embargo, el desarrollo inadecuado de las actividades antropogénicas en el subsector hidrocarburos (transporte de petróleo por ductos) ha generado el deterioro de los componentes ambientales en los últimos años. De acuerdo con el (OEFA, 2016) y la (SPDA, 2019), Petroperú ha ocasionado un total de 29 derrames de petróleo crudo a lo largo del ONP durante el periodo 2011 - 2019 aproximadamente, cuyas causas son por falta de mantenimiento (preventivo y correctivo) y hecho de terceros. Estos derrames ocasionaron en su mayoría impactos negativos en los suelos, cuerpos hídricos (superficiales tales como ríos, quebradas, aguajales y cochas; y, subterráneos), en la flora, fauna y en la salud de las comunidades nativas que se encuentran dentro del ámbito de las zonas afectadas.

Para el caso en concreto, las razones principales de los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el ONP -ocurrido el 30 de junio del 2014- se debe a la falta de mantenimiento preventivo y correctivo a su sistema de tuberías y tardía activación del Plan de Contingencias y acciones de rehabilitación ambiental. Es importante mencionar que, actualmente en el Perú no se han realizado investigaciones a detalle de los

impactos negativos que ocasionan los derrames de petróleo en los componentes ambientales, tales como suelos, sedimentos, aguas superficiales, aguas subterráneas, flora, fauna, salud de las personas y en la calidad del aire (en menor proporción) ni de la magnitud integral del petróleo sobre el ambiente.

Por ello, la presente investigación pretende analizar los diversos impactos negativos significativos en los componentes ambientales generados por el derrame de petróleo crudo, con la finalidad de formular propuestas de prevención (prevenir sucesos similares futuros) y mitigación - recuperación relacionadas a la rehabilitación del área afectada.

## **1.6. Importancia**

### **Originalidad**

La investigación contribuirá al conocimiento de los impactos ambientales negativos ocasionados por derrame de petróleo crudo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico (Amazonía peruana) y será una herramienta de gran utilidad a las autoridades del gobierno regional de Loreto, sus gobiernos provinciales y distritales y a las comunidades en el ámbito de la zona de la emergencia ambiental a fin de que sean replicadas o tomadas como ejemplo en aras de contribuir a la disminución de sucesos similares futuros y a la rehabilitación del ambiente afectado en nuestro país. Además, se basará en una serie de análisis de datos e información obtenida por el OEFA, Petroperú y autoridades competentes del estado peruano y se pone a prueba la hipótesis para confirmar lo investigado, que fue utilizado para contrastar su validez siguiendo un proceso de aceptación o rechazo.

### **Viabilidad**

Se contó con la disponibilidad de recursos materiales, humanos y acceso a la información pública relacionada a los objetivos de la investigación, tales como registros fotográficos, resultados de monitoreos ambientales (agua, suelos, flora, fauna, plancton, etc.), manifestaciones e información presentada por los representantes de Petroperú y de las comunidades nativas e información recopilada de otras autoridades competentes del estado peruano. Asimismo, se cuenta con los recursos económicos que fueron asumidos por el tesista en su totalidad para cubrir con los gastos de recursos humanos (apoyo de estudiantes y

especialistas), materiales y útiles necesarios básicos, equipos como laptop, impresora, etc. y logísticos (impresiones, viáticos, fotocopias, pasajes, etc.).

### **Trascendencia**

La ocurrencia de derrames de petróleo crudo durante su transporte por ductos se debe principalmente a la falta de mantenimiento preventivo y correctivo en las tuberías, tardía activación del Plan de Contingencias por parte del personal encargado y en algunos casos, se puede dar por acción de terceros (personas ajenas). Por lo que, la investigación contribuye a dar los lineamientos y herramientas tecnológicas, ya que en el Perú actualmente no se cuenta con alguna norma que establezca de forma obligatoria (según corresponda) la ejecución y frecuencias de mantenimientos preventivos a tuberías que transportan petróleo crudo ni se ha evaluado a detalle los impactos negativos al ambiente que ocasionan estos derrames en la Amazonía peruana.

### **1.7. Limitaciones de la investigación**

En la presente investigación se analizan los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo -ocurrido en junio del 2014- en el ONP en la Comunidad Nativa Cuninico, con la finalidad de proponer medidas ambientales de prevención y mitigación, sin embargo en dicho análisis se prevé que poseen un error menor de 10%, ya que no se cuenta con información reciente (2018 y 2019) de los componentes ambientales tales como suelo, agua y sedimentos, ya que el último monitoreo efectuado por el OEFA dentro del marco de sus supervisiones ambientales fueron en el año 2016; sin embargo se cuenta con la manifestación de las poblaciones afectadas de estos últimos años. Además, una de las limitaciones de la investigación es que actualmente no existen estudios y proyectos en el Perú sobre la evaluación integral de los riesgos e impactos negativos que producen sobre el ambiente y la salud de las personas; así como tampoco existen lineamientos y normas que indiquen la frecuencia (en tiempo) del tipo de mantenimiento preventivo que las empresas que transportan petróleo crudo deben efectuar a sus oleoductos, a fin de evitar/disminuir deterioros y/o fallas en la pared de la tubería y consecuentemente derrames de petróleo.

## **1.8. Objetivos**

### **A. Objetivo general**

- Conocer los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano ocurrido en junio del 2014, situado en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto.

### **B. Objetivos específicos**

- Analizar las causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico.
- Formular propuestas de prevención a fin de contribuir a la disminución de futuros derrames de petróleo crudo.
- Formular propuestas de mitigación - recuperación para contribuir a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame de petróleo crudo.

## **1.9. Hipótesis**

El tipo de hipótesis planteada es de tipo causal. (Tafur Portilla & Izaguirre Sotomayor, 2014, pág. 156) menciona que se da cuando existe una relación entre 2 variables, donde el comportamiento de una es el efecto de la otra. En la investigación, el derrame de crudo es la causa de los impactos significativamente negativos.

### **A. Hipótesis general**

- El derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano ocurrido en junio del 2014 en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto generará impactos significativamente negativos en los componentes ambientales.

### **B. Hipótesis específicas**

- Si se analizan las causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo, entonces se podrá conocer su magnitud en la Comunidad Nativa Cuninico.
- Si se proponen medidas de prevención en el área afectada, entonces contribuirá a la disminución de ocurrencias de sucesos similares (derrames) futuros en el Oleoducto Norperuano.
- Si se proponen medidas de mitigación - recuperación, entonces se contribuirá a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame de petróleo crudo.

## II. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Marco conceptual

#### 2.1.1. Ambiente

En el numeral 2.3 del Artículo 2° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, se indica que el entorno o ambiente es el conjunto de elementos físicos, químicos y biológicos de origen antropogénico o natural que, en forma individual o asociada, conforman el medio en el que se desarrolla la vida, siendo los factores que aseguran la salud individual y colectiva de las personas así como la conservación de los recursos naturales, la diversidad biológica y el patrimonio cultural asociado a ellos, entre otros.

Foy y Valdéz (2012) indican que, el término “ambiente” es el conjunto de elementos físicos, biológicos, culturales y sociales y sus relaciones entre sí, en un tiempo y espacio determinados, el que comprende factores físicos y sociales que conforman el entorno de los seres humanos e incluye elementos tales como: suelo, agua, atmósfera, clima, ruido, olor, sabor, energía, disposición de residuos, contaminación continental y marítima, factores biológicos de plantas y animales, valores culturales, sitios históricos, monumentos y paisajes. Por su parte, Baldi y García (2005) indican que “ambiente” es todo lo que rodea a los seres humanos, es decir, el sistema de elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos con que el hombre interactúa, se adapta, transforma y utiliza para satisfacer sus necesidades.

A continuación, se muestra una tabla de resumen de las doctrinas internacionales que definen al término “ambiente” (Sánchez, 2008):

Tabla N° 1. Concepto del término “ambiente”

N°	País	Definición de ambiente
1	Brasil	Conjunto de condiciones, leyes, influencias e interacciones de orden físico, químico y biológico, que permite, alberga y rige la vida en sus diversas formas.
2	Chile	Sistema global conformado por elementos naturales y artificiales físicos, químicos, biológicos, socioculturales y sus interacciones entre sí, en permanente cambio por acción humana o natural, que condiciona el desarrollo de la vida en sus múltiples manifestaciones.
3	Canadá	Comprende los diversos componentes del planeta tierra, conformado por: i) suelo, agua y aire, incluyendo todas las capas de la atmósfera; ii) materia orgánica e inorgánica y organismos vivos; y, iii) los sistemas naturales en interacción que incluyen a los componentes mencionados en i y ii.

Fuente: (Sánchez, 2008).



De la tabla anterior se desprende que “ambiente” es el medio en el que se desarrollan los ámbitos natural y antropogénico; el natural comprende a componentes tales como suelo, aire, agua, animales superiores e inferiores, flora, microorganismos, entre otros, así como sus relaciones entre sí (La Torre Parra, 2005); mientras que el antropogénico se basa en la modificación del ecosistema para que el hombre prevalezca y desarrolle sus actividades económicas, sociales y culturales (Mafla, 2005).

### **2.1.2. Recursos naturales y procesos ecológicos**

Los recursos naturales y sus procesos ecológicos –funciones ecológicas– están conformados por elementos y recursos de los ecosistemas también denominados bienes y servicios ambientales, que son aprovechados por el hombre debido a su condición de apropiables con fines de uso antrópico. Los ecosistemas son proveedores naturales de diversos recursos y procesos o funciones ecológicas para el mantenimiento de la vida humana, especies cosechadas y cosechables comercialmente, de provisión de productos naturales extraíbles, entre otros (Rebolledo, 2011).

En otras palabras, los ecosistemas brindan directamente elementos, componentes y bienes o recursos naturales que son consumidos sin sufrir alguna transformación para su aprovechamiento directo: (i) metros cúbicos ( $m^3$ ) de maderas, para la construcción de viviendas, muebles, etc.; y, (ii) no maderera como especies de flora, plantas ornamentales y medicinales y fauna: mascotas o piezas de cacería. Además, los ecosistemas -a través de sus procesos- prestan servicios de procesadores y receptores de emisiones atmosféricas, desechos (residuos sólidos, líquidos y semisólidos) y efluentes líquidos (domésticos e industriales), que son vertidos directamente a los ecosistemas o procesados por éste para su reciclaje. De esta manera, retornan al proceso productivo de los consumidores como un residual al ambiente y/o como desechos nuevamente.

Para mayor entendimiento, en la siguiente tabla se muestran las 4 funciones principales, tales como regulación, hábitat-producción e información, desglosadas en 23 recursos naturales y procesos ecológicos de los ecosistemas, aprovechables directamente por la sociedad:

Tabla N° 2. Recursos naturales y procesos ecológicos

Funciones	Componentes y procesos de los ecosistemas	Ejemplos de recursos naturales y procesos ecológicos
<i>Funciones reguladoras</i>		
<i>Mantenimiento de procesos ecológicos esenciales y del soporte de vida de los ecosistemas</i>		
Regulación de gases	Papel de los ecosistemas en los ciclos biogeoquímicos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Protección de la capa de ozono (prevención de enfermedades).</li> <li>▪ Mantenimiento de calidad del aire.</li> <li>▪ Mantenimiento de condiciones climáticas.</li> </ul>
Regulación climática	Mantenimiento de cobertura del suelo y procesos biológicos relacionados al clima.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantenimiento del microclima favorable para la vida.</li> </ul>
Prevención de alteraciones en las cuencas hidrográficas	Mantenimiento de estructura del suelo, bajo alteraciones de sus condiciones de humedad.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Protección de tormentas.</li> <li>▪ Prevención de crecientes.</li> <li>▪ Mantenimiento de hábitat acuático.</li> <li>▪ Mantenimiento de la calidad del agua en la cuenca.</li> </ul>
Regulación del agua	Papel de la cobertura del suelo en la regulación de drenajes y en la descarga de ríos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantenimiento del drenaje y riego natural.</li> <li>▪ Medios de transporte.</li> </ul>
Oferta de agua	Filtrado, retención y almacenaje de agua.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Provisión de agua para consumo.</li> </ul>
Retención del suelo	Papel de la matriz de raíces de la vegetación y la biota del suelo en su retención.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantenimiento de suelos arables.</li> <li>▪ Prevención de daño por erosión y/o arrastre de sedimentos.</li> </ul>
Formación de suelos	Desgaste de la roca, acumulación de la materia orgánica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantenimiento y productividad de suelo arable.</li> <li>▪ Mantenimiento de productividad natural del suelo.</li> </ul>
Disponibilidad de nutrientes	Papel de la biota en el almacenaje y reciclaje de nutrientes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantenimiento de suelos saludables y de la productividad de los ecosistemas.</li> </ul>
Tratamiento de desechos	Papel de la vegetación y animales en remover o descomponer.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Control de la contaminación y/o desintoxicación.</li> <li>▪ Filtrado de partículas de polvo.</li> <li>▪ Disminución de contaminación sonora.</li> </ul>
Polinización	Papel de la biota en dispersar los gametos florales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Polinización de especies de plantas silvestres.</li> <li>▪ Polinización de cultivos.</li> </ul>
Control biológico	Control de las poblaciones a través de las relaciones tróficas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Control de plagas y enfermedades.</li> <li>▪ Reducción de daños a cultivos.</li> </ul>
<i>Funciones de hábitat</i>	<i>Brinda espacios para el establecimiento de especies de fauna y flora de vida silvestre</i>	<i>Mantenimiento de diversidad biológica y genética (base de otras funciones)</i>
Funciones de refugio	Espacios apropiados para vivir (plantas y animales).	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mantenimiento de especies comercialmente cosechadas.</li> </ul>
Funciones de alojamiento para la reproducción	Espacios apropiados para la reproducción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Cacería y áreas de pesca.</li> <li>▪ Agricultura y acuicultura de subsistencia.</li> </ul>
<i>Función de producción</i>	<i>Provisión de productos extraíbles</i>	
Alimento	Conversión de la energía solar dentro de las plantas y animales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fuente de energía para el mantenimiento de especies.</li> <li>▪ Fuente de energía para desarrollar actividades.</li> <li>▪ Forraje.</li> </ul>
Materia prima	Conversión de la energía solar en biomasa para la construcción y otros usos humanos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Resinas para la industria.</li> <li>▪ Material de construcción.</li> </ul>
Recursos genéticos	Material genético para plantas y animales silvestres.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mejora de resistencia de cultivos ante patógenos para aumentar la producción.</li> </ul>
Recursos medicinales	Sustancias bioquímicas extraídas de especies como principios activos para el desarrollo de medicamentos. Especies o subproductos para el consumo directo como medicamentos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Drogas y farmacéuticos.</li> <li>▪ Identificación de principios activos naturales en el desarrollo de modelos para la elaboración de productos químicos.</li> <li>▪ Investigaciones y ensayos con animales para comprobar medicamentos.</li> </ul>

Recursos ornamentales	Variedad de biotas con potencial para ser utilizados como elementos ornamentales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Recursos para la moda.</li> <li>▪ Artesanía, joyas, mascotas, cultos, decoraciones y recursos.</li> </ul>
<i>Función de información</i>	<i>Brinda oportunidades para el desarrollo cognitivo</i>	
Bellezas escénicas	Características atractivas del paisaje.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Disfrute de escenarios</li> </ul>
Turismo y recreación	Variedad de paisajes con uso potencial para el recreo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Viajes ecoturistas.</li> <li>▪ Deportes al aire libre.</li> </ul>
Información artística y cultural	Variedad de la naturaleza con valores culturales y artísticos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Uso de la naturaleza para libros, películas, pinturas, folclore, símbolos nacionales, arquitectura, entre otros.</li> </ul>
Información histórica y espiritual	Variedad de la naturaleza con valores históricos y espirituales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Uso de la naturaleza para propuestas históricas y espirituales.</li> </ul>
Investigación científica y educación	Variedad de la naturaleza con valores científicos y educacionales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Uso de la naturaleza para excursiones colegiales e investigaciones científicas.</li> </ul>

Fuente: (Rebolledo, 2011).

### 2.1.3. Impacto ambiental negativo

El término “impacto ambiental” es definido como la alteración significativa, -negativa o beneficiosa- que se produce en el ambiente como consecuencia de las actividades humanas o naturales, en el que deben tenerse en cuenta los umbrales de aceptabilidad respecto a su deterioro y elementos protegidos (Espinoza, 2002). El impacto ambiental negativo es la modificación negativa del ambiente generada por el hombre o la naturaleza, que incluyen los efectos a la estructura de los ecosistemas tales como plantas, animales, agua, etc. y las relaciones que existen en él y que le otorgan funcionalidad (Camacho, 2016).

Por su parte, de acuerdo a la doctrina de Colombia (Marcel, Dominguez y Pesce, 2006), señalan que el impacto ambiental negativo es un conjunto de alteraciones y/o degradaciones del funcionamiento, estado y comportamiento del sistema ambiental; mientras que, en México (Universidad de Sonora, 2017), indican que es la pérdida o deterioro de las condiciones de la calidad ambiental.

### 2.1.4. Petróleo crudo

La Ceruti (2001) señala que es un líquido oleoso que se caracteriza por ser más ligero que el agua, posee un color oscuro fuerte, se encuentra nativo en el interior de la tierra (a cientos de KM de profundidad) y generalmente forma grandes manantiales. Es considerado como un mineral “aceite de piedra” compuesto por una mezcla compleja de hidrocarburos principalmente líquidos, aunque pueden tener en disolución hidrocarburos gaseosos (crudos ligeros) o sólidos (crudos pesados) y cierta cantidad de contaminantes de distinta

composición química. Abarcan desde sustancias simples (altamente volátiles) hasta ceras complejas y compuestos alifáticos que no pueden ser destilados y pueden combinarse con compuestos sulfurados y nitrogenados (de carácter orgánico), compuestos oxigenados (ácidos grasos) y otros elementos como oxígeno, nitrógeno, vanadio, níquel, sales minerales, etc. En la siguiente tabla se muestra la composición elemental del petróleo crudo:

Tabla N° 3. Composición química del petróleo crudo

Elemento	Rango (%)	Típico (%)
Carbono	85 - 95	85
Hidrógeno	5 - 15	13
Azufre	< 5	1.3
Oxígeno	< 2	0.5
Nitrógeno	< 0.9	0.5
Metales	< 0.1	-

Fuente: (Silos, 2008).

### 2.1.5. Transporte de hidrocarburos mediante ductos

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (2016) indica que, las actividades en este subsector se dividen en 2 grandes etapas: (i) *upstream*; y, (ii) *downstream*. La primera consiste en el proceso de localizar y extraer el petróleo y/o gas del subsuelo, que comprenden la exploración (prospección sísmica y perforación exploratoria) y explotación (producción: se extraen los hidrocarburos del yacimiento hasta la superficie mediante 2 mecanismos conocidos como válvulas o “Árbol de Navidad” y una máquina “Balancín”); mientras que la segunda, incluye a los procesos de refinación (transformación del petróleo para obtener productos derivados, sometiéndolo a temperaturas de 400°C), transporte y comercialización (actividades de carácter comercial, cuyos productos son puestos a disposición de los usuarios y utilizan distribuidores mayoristas o minoristas). Cabe señalar que, las actividades de transporte de hidrocarburos se realizan a través de oleoductos (transportar petróleo), gasoductos (transportar gas), carrotanques y buques (petróleo).

### 2.1.6. Causas de fallas en ductos

El término “falla” en una infraestructura es considerada como un daño, imperfección, defecto o deterioro que supera los criterios de aceptación de acuerdo con las normas establecidas a nivel nacional e internacional (Comité de Normalización de Petróleos Subsidiarios, 2012). Las principales causas de ocurrencias de fallas en ductos son error de los operarios del proyecto, falla de material del ducto, defecto de construcción, corrosión interna y/o externa,

falla operativa, defectos provenientes de la acción de terceros y movimientos naturales de suelos. En la siguiente tabla se muestra la clasificación de defectos:

Tabla N° 4. Clasificación de defectos

Clasificación	Forma	Comentario	Principales tipos de daños
<b>Por su evolución</b>	Defectos progresivos	Las dimensiones aumentan con el tiempo debido a efectos ambientales, mecánicos y/o de servicio.	Corrosión uniforme y/o localizada, laminaciones y ampollamiento por hidrógeno.
	Defectos estáticos	Las dimensiones no se alteran con el tiempo.	Abolladuras, entallas y rayones, deformación y pliegues.
<b>Por su origen</b>	Defectos de manufactura	Ocurren durante la fabricación de la tubería.	Grietas, desalineamientos, socavaciones, falta de fusión y de penetración de la soldadura, traslapes, picaduras, incrustaciones durante el rolado, endurecimientos localizados, laminaciones e inclusiones.
	Defectos causados por el servicio	Ocasionados por la combinación de un material susceptible con un ambiente agresivo (en ciertos casos con esfuerzos).	Corrosión uniforme y localizada, externa e interna, la fragilización por hidrógeno, agrietamiento por corrosión-esfuerzo en soldaduras y agrietamiento inducido por hidrógeno.
	Defectos causados por fuerzas externas	Se deben al contacto físico con otros objetos, a presiones por movimiento de suelos, subsidencia y presiones de viento o marea.	Abolladuras, pandeamiento, ralladuras, identaciones y deformaciones.
	Defectos de construcción	Introducidos durante la soldadura de campo.	Socavación, fusión incompleta, falta de penetración, grietas y desalineamientos.
<b>Por su geometría</b>	Puntuales	Defectos pequeños cuyas dimensiones (largo y ancho) son del mismo orden de magnitud que el espesor. Este tipo de defectos no degrada la resistencia de la tubería y sólo producen riesgo de fugas.	
	Axiales	El ancho es menor al equivalente de 5 minutos técnicos de la circunferencia y su largo es al menos 10 veces el ancho. Son muy sensibles a la presión y pueden producir fugas y explosiones.	
	Circunferenciales	La dimensión mayor está en el ancho.	
	Aerales	El largo y ancho son similares y son mucho mayores que el espesor.	
<b>Por su comportamiento mecánico</b>	Defectos controlados por la presión	Su crecimiento y falla es impulsada por el esfuerzo circunferencial de la presión interna. Suceden cuando la presión rebasa un determinado valor o si su tamaño es lo suficientemente grande como para fallar a la presión normal de operación.	Grietas axiales, erosión, corrosión uniforme, picaduras y cazuelas, de laminaciones escalonadas, golpes, entallas agudas, identaciones y rayas longitudinales, defectos en la costura longitudinal y bandas de inclusiones.
	Defectos controlados por el esfuerzo longitudinal	Es similar al caso anterior, excepto que la fuerza impulsora es el esfuerzo longitudinal en la tubería.	La dimensión máxima está en la dirección circunferencial.
	Defectos fugantes	Provocan fuga, pero no ponen en riesgo de explosión o colapso a la tubería.	Picaduras pequeñas y grietas cortas y profundas.

Fuente: (De La Cruz, 2011).

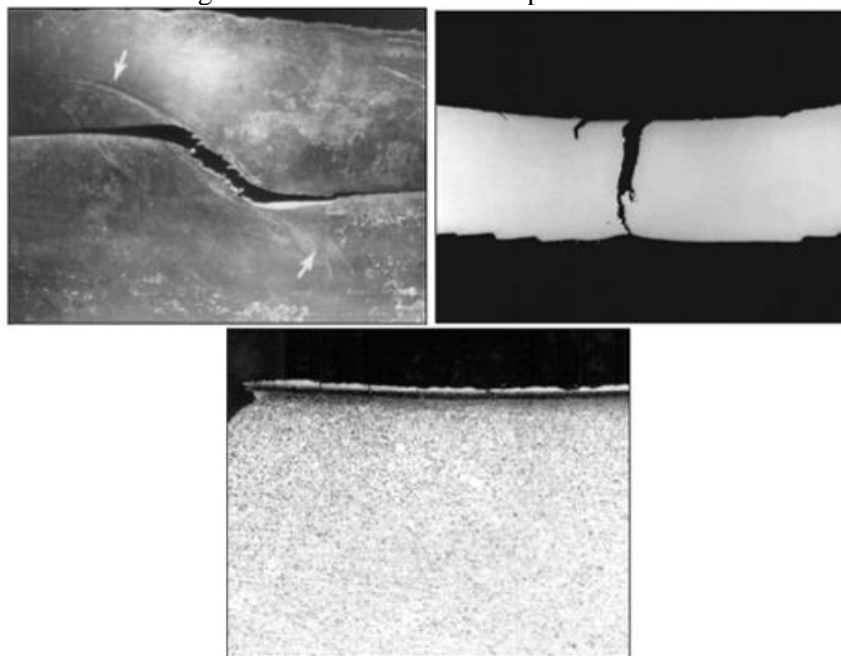
Las causas de estas fallas pueden ser clasificadas en 2: causas externas y corrosión, según se detallará en los siguientes párrafos:

### 2.1.7. Causas externas

#### A. Combinación de defectos

Una de las formas más graves de daño externo es la combinación de una protuberancia y una abolladura, ya que las protuberancias deterioran la superficie de la tubería y consecuentemente crean capas superficiales que tienen baja resistencia a la iniciación de la grieta; mientras que, un abollamiento cambia el contorno de la tubería produciendo áreas locales de alto esfuerzo. Cuando se daña una tubería, puede fallar de forma inmediata o puede continuar operando un determinado tiempo antes de fallar; ello dependerá del grado y naturaleza del daño, las características de la tubería y condiciones de operación al momento del daño (De La Cruz, 2011). Además, cuando una falla en la tubería sobrevive a un daño inicial, genera como resultado el incremento en la presión y de la grieta con el tiempo. En la siguiente figura se muestran los tipos de daños causados por abolladuras combinadas con protuberancias:

Figura N° 1. Abolladuras con protuberancia



Fuente: (De La Cruz, 2011).

#### B. Clima

Incluyen las fallas relacionadas con el clima frío, movimientos de suelo natural o inducido, precipitaciones (lluvias), fuertes inundaciones y descargas eléctricas (ej. relámpagos o rayos), fenómenos ocasionados por esfuerzos termales, heladas y contracciones por

congelación; estos esfuerzos fracturan las soldaduras circunferenciales defectuosas o débiles. Para el caso de relámpagos, pueden causar pequeños cráteres (pit) que atraviesan la pared de la tubería ocasionando fugas (De La Cruz, 2011).

### 2.1.8. Corrosión

La corrosión es la destrucción progresiva y lenta de un metal por acción de un factor o agente exterior, que se manifiesta a través de ataques químicos o fisicoquímicos que sufren en el medio que les rodea, los que limitan la integridad (tiempo de vida) de las tuberías (Cuesta, 2009). Este proceso de corrosión está en función de: (i) la morfología del ataque (uniforme, localizado, etc.); (ii) el medio que la produce (corrosión por ácidos, atmósfera, suelos, agua, etc.); y, (iii) las condiciones físicas que la motivan; además, la corrosión puede clasificarse como húmeda (humedad del ambiente) o seca (reacciones que se desarrollan con gases a alta temperatura) (Pancorbo, 2011).

Los principales daños ocasionados por corrosión que se presentan en ductos y estructuras metálicas similares son los siguientes:

Tabla N° 5. Tipos de corrosión

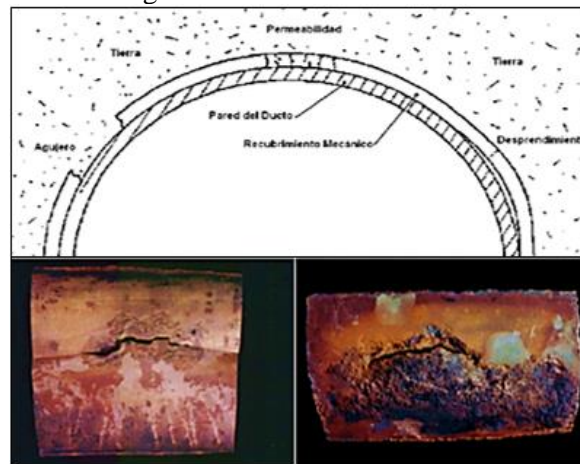
Tipos de corrosión	Descripción
<b>Corrosión generalizada de tipo atmosférico</b>	Es causada por el medio atmosférico en el que se encuentra la estructura tales como el aire y sus contaminantes, vapores, gases, etc. y ha sido identificada como una de las principales causas de fallas en las estructuras e involucra altos costos. La presencia de humedad y vapor ocasionan corrosiones denominadas: corrosión seca, semihúmeda, y húmeda; cabe indicar que, en ausencia de vapor de agua, la mayoría de los metales se corroen lentamente a temperatura ambiente, y se acelera si ésta última aumenta.
<b>Corrosión generalizada de tipo galvánico</b>	Es producida por la inadecuada aplicación de protección catódica y provoca un adelgazamiento uniforme de las paredes de un ducto. Cuando el fenómeno se presenta por el contacto entre 2 metales se le denomina corrosión galvánica.
<b>Corrosión localizada por picaduras</b>	Tiene como característica principal que su daño es localizado (después puede expandirse a toda su extensión), formando las llamadas cazuelas, cuyas formas de ataque hacen que el daño sea más difícil de detectar y evaluar, a diferencia de la corrosión generalizada. Cabe indicar que, las picaduras son uno de los tipos de corrosión localizados más comunes y peligrosos en medios acuosos, ya que abarcan cuando menos el 90% de los casos.
<b>Corrosión microbiológica (CMB)</b>	También llamada corrosión asistida por bacterias es aquella que está influenciada por la actividad de microorganismos, las que puede causar: picaduras, corrosión por hendidura, desaleado selectivo, celdas de aereación diferencial, incrementan la corrosión galvánica y corrosión por erosión. La CMB se divide en anaeróbica (ausencia de oxígeno) y aeróbica (presencia de oxígeno).
<b>Corrosión – Erosión</b>	Es el resultado del efecto combinado entre la erosión por impacto de partículas sólidas y la disolución del metal por algún agente corrosivo y se encuentra en los codos de tuberías, tuberías pequeñas o tanques con fluido estancado principalmente.
<b>Agrietamiento inducido por corrosión</b>	Es generada por la combinación de un esfuerzo mecánico al que un material está sometido y un medio corrosivo o agresivo como: sales, bacterias, minerales, ácidos; que en conjunto hacen una falla y dan como resultado el agrietamiento en dicho material.

Fuente: (Cortes, 2011).

### A. Corrosión externa

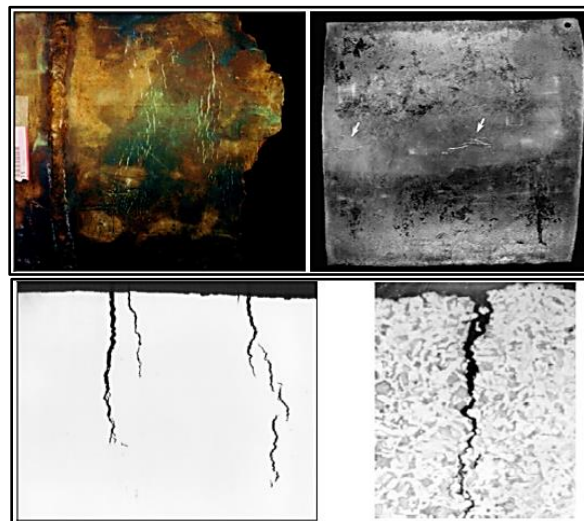
La corrosión externa se manifiesta en forma de picaduras y pérdida general del material por defectos en el recubrimiento de la tubería (mangas) y/o como consecuencia de la inadecuada aplicación de protección catódica o de ambas en su conjunto. La protección catódica inadecuada resulta por la insuficiente corriente transmitida y puede resultar de un sistema mal diseñado, “*hot spots*” (requieren tratamiento especial) y otras causas (De La Cruz, 2011). De forma ilustrativa, en la siguiente figura se muestran los defectos de recubrimiento típicos, tales como “*holidays*” (fallas de recubrimiento o metal desnudo) en el recubrimiento, áreas desprendidas (la humedad puede acumularse sobre la tubería bajo el recubrimiento) y la permeabilidad por la que el recubrimiento absorbe la humedad.

Figura N° 2. Corrosión externa



Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32).

Figura N° 3. Agrietamiento intergranular debido a corrosión por esfuerzos



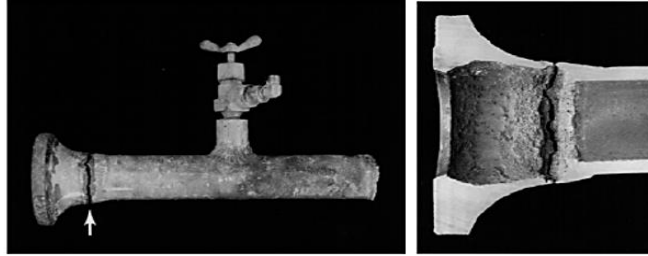
Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32).



## B. Corrosión interna

Una de sus principales causas es el agua que absorbe el oxígeno ( $O_2$ ), ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y el dióxido de carbono ( $CO_2$ ). Generalmente, el  $O_2$  sólo causa una corrosión menos severa, mientras que el  $H_2S$  y  $CO_2$  -sólo o en combinación- reducen el pH y conducen a un ataque severo localizado. A continuación, se muestra una falla causada por la corrosión interna que fue agravada por la erosión-corrosión (De La Cruz, 2011):

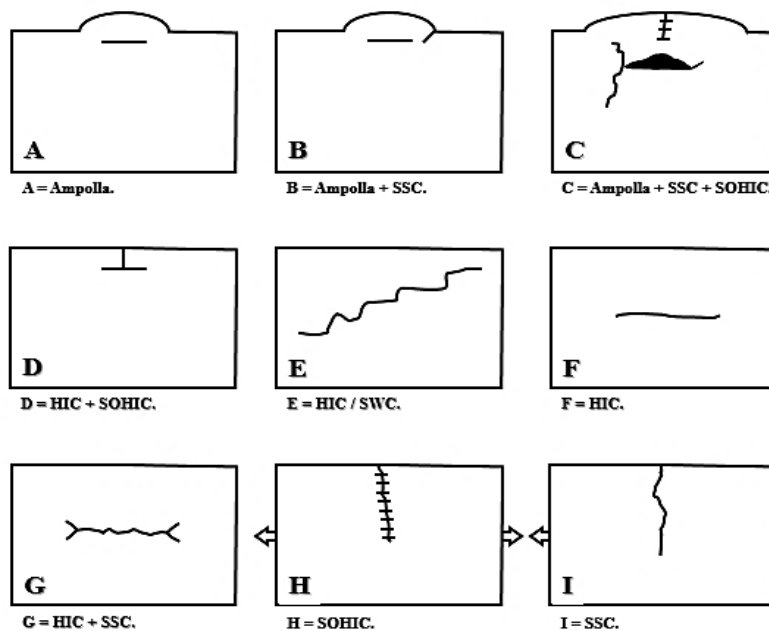
Figura N° 4. Corrosión interna agravada por erosión - corrosión



Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32).

Diversos especialistas señalan que, la corrosión se concentra principalmente en puntos bajos de una tubería donde se acumulan el agua y los depósitos, donde uno de los microbios más comunes que las causan es la bacteria sulfato reductora, que genera el  $H_2S$  de la reducción de sulfatos. En la siguiente figura se muestra los tipos de daños y los efectos de la dureza y tensión (De La Cruz, 2011):

Figura N° 5. Tipos de daños causados por  $H_2S$



HIC = Agrietamiento por inducción de hidrógeno; SSC = Agrietamiento inducido por sulfuros;  
 SOHIC = Agrietamiento por esfuerzo orientado por inducción de hidrógeno; SWC = Agrietamiento por etapas.

Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32).

Tabla N° 6. Causas de corrosión en ductos

Externas	Internas
1. Defectos en recubrimiento mecánico <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Agujeros.</li> <li>▪ Desprendimientos.</li> <li>▪ Permeabilidad.</li> </ul>	1. Agua <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ O<sub>2</sub>.</li> <li>▪ H<sub>2</sub>S.</li> <li>▪ CO<sub>2</sub>.</li> </ul>
2. Corrosión microbológica influenciada.	2. Corrosión microbológica influenciada.
3. Inadecuada protección catódica.	3. Agrietamiento por inducción de hidrogeno.
4. Corto circuito.	4. Agrietamiento inducido por sulfuros.
5. Agrietamientos debido a corrosión-esfuerzo.	
6. Agrietamientos debido a hidrogeno-esfuerzo.	

Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. 1-3 - I-32).

## 2.1.9. Inspección y mantenimiento

### A. Inspección

De La Cruz (2011) define que, las inspecciones en los sistemas de transporte por ductos tienen la finalidad de comprobar periódicamente que estas se mantienen dentro de tolerancias y condiciones de seguridad de acuerdo con los requisitos establecidos en las normas aplicables vigentes. La inspección está clasificada en 4 niveles:

#### a. Inspección de Nivel 1

Comprende la ejecución de inspecciones visuales a lo largo del ducto, que tienen la finalidad de determinar defectos, anomalías y otros problemas que se puedan presentar (detectables a simple vista). Esta inspección se debe realizar a nivel de tubería superficial, trampa de diablos, válvulas, cruce de vías de comunicación, cruces de ríos y derechos de vía (en adelante, DDV). Este nivel de inspección se realiza a través de 2 metodologías: (i) recorrido terrestre; y, (ii) recorrido aéreo.

##### i. Recorrido terrestre

Se realizan mediante el uso de algún vehículo y/o recorridos a pie para acceder a las instalaciones inspeccionadas en el ducto, que incluyen: válvulas de seccionamiento, trampa de diablos y áreas de topografía accidentada o pantanosa (zonas de difícil acceso). Estos trabajos deben permitir:

- ✓ Verificar la protección anticorrosiva.
- ✓ Identificar golpes y abolladuras en el ducto.
- ✓ Analizar la estabilidad del ducto y DDV.

- ✓ Detectar posibles vibraciones en el ducto.
- ✓ Identificar la condición mecánica de los anclajes o soportes.
- ✓ Identificar la condición de cruces (aéreos, con ríos, puentes, etc.).
- ✓ Identificar la corrosión de apoyos y anclajes y soportes.
- ✓ Identificar la condición de los señalamientos existentes e identificar los faltantes.
- ✓ Identificar asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el DDV.
- ✓ Realizar la limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- ✓ Identificar y prevenir la toma clandestina (por parte de terceros).
- ✓ Identificar desprendimientos de lastre de concreto, según corresponda.
- ✓ Identificar el colchón enterrado en sitios sujetos a erosión (pantanos, ríos, lagunas, etc.).
- ✓ Identificar los tramos semienterrados.

En el DDV se deben verificar las condiciones de la superficie y en sus zonas adyacentes, observando indicios de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto; además de construcción de caminos, desazolve de zanjas, cunetas e invasiones al DDV. Para el caso de los cruces bajo el agua, se debe verificar el colchón enterrado, y que no exista acumulación de desechos u otras condiciones que afecten la seguridad y protección de los cruces como resultado de inundaciones y/o tempestades. En tuberías superficiales, se recomienda revisar la corrosión en la zona de contacto entre la tubería y el soporte, estado de la pintura anticorrosiva, socavación y asentamientos diferenciales (en la base de los soportes), falta de apoyo entre la tubería y soporte, presencia de residuos, maleza o hierba, entre otros.

## **ii. Recorrido aéreo**

Es utilizado para la localización de riesgos potenciales en zonas de difícil acceso tales como áreas pantanosas o zonas de topografía accidentada y para detectar maquinaria pesada que pueda estar trabajando en las cercanías del DDV, labores agrícolas de desmonte y quema, entre otros que puedan afectarla.

## **b. Inspección de Nivel 2**

Generalmente se realiza en sitios específicos donde se requiera determinar la condición en la que se encuentra la tubería analizada; y se realizan en la línea regular e instalaciones superficiales, en sistemas y dispositivos de seguridad y en equipo y conexiones.

### **i. Línea regular e instalaciones superficiales**

Permite evaluar la protección anticorrosiva y las discontinuidades producidas por fenómenos de corrosión o de otro tipo que generen la disminución del espesor de la pared de la tubería por encima de los límites permisibles en el diseño. En el caso de estos, permite conocer la condición en que se encuentra el ducto respecto al espesor de pared remanente que tiene la tubería a fin de determinar su continuidad adecuada de operación, que puede ser efectuada en instalaciones superficiales y enterradas de acuerdo con el programa de inspección.

En tramos rectos de línea regular enterrada o superficial (depende de la longitud del ducto), se recomienda definir las localizaciones de medición de espesores (LME) para el trayecto, siendo que esta selección debe considerar el potencial de desgaste del espesor en los puntos críticos ante cualquier efecto (incluido la corrosión), y la consecuencia de falla de la tubería a inspeccionar. Lo indicado se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 7. Localización de medición de espesores en tramos rectos de tuberías

<b>Longitud del ducto</b>	<b>LME</b>	<b>Numero de excavaciones</b>
Hasta 2 KM	Cada 200 metros	10
2 – 10 KM	Cada 500 metros	5 – 20
Mayores a 10 KM	Cada 1 000 metros	> 10

Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32).

Para el caso de tramos donde la tubería se encuentre enterrada se deben realizar excavaciones y limpieza de la zona próxima a la tubería para efectuar la mediación y una vez culminada, se rellena con el mismo suelo excavado, para dejar en las mismas o mejores condiciones el área donde esta fue efectuada. Por otro lado, la evaluación de la profundidad de áreas superficiales corroídas se debe realizar con el empleo de un equipo denominado “micrómetro barra puente” o un accesorio que permita la obtención de mediciones confiables que arrojen resultados representativos.

Figura N° 6. Transductor de haz recto y equipo ultrasonido



Fuente: (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32).

Los resultados obtenidos en la inspección se deben registrar o consignar en un formato de “Reporte de resultados” y debe incluir como mínimo la siguiente información:

- ✓ Información general: Descripción de la pieza o accesorio, tipo de material, fecha y hora de inspección, coordenadas UTM (Datum WGS 84), entre otros.
- ✓ Equipo utilizado para la inspección.
- ✓ Condiciones desarrolladas en la inspección.
- ✓ Croquis y mapas.
- ✓ Resultados de la inspección.
- ✓ Recomendaciones.

### c. Inspección Nivel 3

Se realiza en la línea regular a través de equipos instrumentados conocidos como “geopig” (diablo) y se efectúa cuando se requiera comprobar las condiciones del ducto en toda su longitud, de conformidad a normas nacionales o internacionales y, de acuerdo con los resultados de la inspección, deben programarse los trabajos de reparación (mantenimientos correctivos) correspondientes.

### d. Inspección Nivel 4

Corresponde a inspecciones localizadas y detalladas en zonas específicas del ducto, dependen de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección y se recomienda elaborar un programa de inspección considerando todos los puntos que posean discontinuidades (ranuras, grietas o fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.). Tal como en los casos

anteriores, se deben elaborar formatos de registro de datos y los reportes de resultados y entregados junto con fotografías/gráficos y recomendaciones.

#### **2.1.10. Mantenimiento**

La (Real Academia Española, 2017) define al término “mantenimiento” como la acción y efecto de mantener algo o como el conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que las instalaciones, accesorios u otros puedan seguir funcionando de forma adecuada. Para mayor entendimiento, en los siguientes párrafos se describen los tipos de mantenimientos a ductos que transportan hidrocarburos.

##### **A. Mantenimiento preventivo**

Es la acción de probar y reacondicionar alguna maquinaria y/o equipo a intervalos regulares programados con el fin de prevenir fallas de funcionamiento (Comité de Normalización de Petróleos Subsidiarios, 2012) y evitar impactos negativos al ambiente (cuerpos de agua, suelos, entre otros). (Donis, 2012) señala que es el conjunto de acciones que permiten conservar o reestablecer un sistema productivo de tal manera que pueda cumplir un servicio determinado. En otras palabras, el mantenimiento preventivo es utilizado para detectar, localizar, ubicar y analizar las anomalías que podrían poner en riesgo la operación segura del ducto y sus accesorios, cuyas actividades comprenden el control de la corrosión interna (aplicación de biocidas, entre otros) y externa (inspecciones visuales) y mantenimientos predictivos utilizando equipos de ultrasonido, con la finalidad de garantizar su integridad (Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos, 2007).

##### **a. Protección catódica**

De forma previa, se debe reparar, reemplazar y/o ajustar los componentes del sistema de protección catódica, brindar una protección catódica adicional donde sea necesario, limpiar y aplicar recubrimiento en estructuras desnudas, reparar, reemplazar y/o ajustar monoblocks o juntas aislantes y dispositivos de aislamiento que se encuentren defectuosos. Luego, realizar el reforzamiento en los segmentos del ducto donde se hayan medido valores de potenciales tubo-suelo por debajo del mínimo especificado (-0.850 mV), instalando ánodos de sacrificio a través de soldadura de aluminotermia en áreas secas y soldadura húmeda en puntos donde el ducto este sumergido, mantener eléctricamente aisladas las camisas

existentes de protección de los ductos en los cruces con vías de comunicación, a fin de evitar continuidad y disminuir los problemas de corrosión en la pared de la tubería e instalar postes de registro en ambos extremos de la vía de comunicación.

**b. Derechos de vía (DDV)**

El DDV debe conservar -en lo posible- las condiciones originales, el buen estado de los caminos de acceso al DDV y a las instalaciones a fin de servir como acceso a las cuadrillas que realizan el mantenimiento y garantizar la eficiencia en acciones emergentes. Asimismo, se deben mantener en buen estado las áreas adyacentes tales como cunetas, diques y otras obras de drenaje para proteger contra procesos de deslaves y erosión en el DDV.

**c. Señalización**

Se debe conservar en buen estado la señalización implementada y mantener actualizada la clase de localización del DDV.

**B. Mantenimiento correctivo**

Consiste en la reparación de fallas detectadas y/o cambio de los equipos y de sus accesorios (válvulas, bridas, etc.) que se encuentren en mal estado (F&G Technologies, 2015) para garantizar la integridad de su tiempo de vida útil y minimizar la probabilidad de ocurrencia de accidentes e impactos ambientales negativos. Mateus (2007) señala que este tipo de mantenimiento consiste en aquellas acciones de reparación de la falla (cambio de un equipo y/o accesorio para continuar su funcionamiento), salvataje (recuperación de elementos de un equipo y utilizarlos en otro equipo), reconstrucción (restaurar un elemento a su estado original) y *overhaul* (inspección y/o reparación total de lo que sea inapropiado). Se debe contar con una base de datos que registre cada defecto o fuga detectada, en donde se indiquen, como mínimo: localización, coordenadas UTM (Datum WGS84), causa, tipo de reparación, entre otros.

Tabla N° 8. Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas

Tipo	Límites (para defectos aislados)	Acciones	Reparación definitiva o permanente aceptada
<b>Ranuras</b>	Profundidad mayor a 10% del espesor nominal.	Sustituir tramo o reparar	1 o 2
<b>Abolladuras</b>	Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial.		
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tales como arracadura o ranura.		
<b>Quemaduras por arco</b>	Las que excedan una profundidad de 0,25 pulgadas en un tubo de 12 pulgadas y menores a 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12 pulgadas.		1, 2 o 3
<b>Grietas</b>	Los daños calientes que rebasen el 10% del espesor nominal de la tubería deben ser evaluados con estudios de ingeniería.		
	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura.		
<b>REPARACIONES:</b>			
1. Sustitución de tramos.			
2. Envoltente circunferencial completa soldada.			
3. Esmerilado hasta un 10% del espesor de pared nominal.			
Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete.			

Fuente: (De La Cruz, 2011).

### 2.1.11. Emergencia ambiental

En la siguiente tabla se dan a conocer algunas definiciones según diversas fuentes normativas y técnicas:

Tabla N° 9. Concepto de emergencia ambiental

Fuente	Definición de ambiente
<b>Reglamento de la Ley N° 28804 – Ley que regula la declaratoria de Emergencia Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo N° 024-2008-PCM</b>	<b>Artículo 3°. Glosario de términos.</b> (...) <b>Emergencia Ambiental:</b> Ocurrencia de un daño ambiental súbito y significativo ocasionado por causas naturales, humanas o tecnológicas que deteriore el ambiente, ocasionando un problema de salud pública como consecuencia de la contaminación del aire, el agua o el suelo. (...)
<b>Perú <sup>(1)</sup></b>	Son accidentes o desastres que ocurren súbitamente como resultado de: factores naturales, tecnológicos o inducidos por el hombre, o una combinación de éstos que causan o amenazan causar severo daño ambiental, problemas de salud pública y pérdida de vidas humanas y bienes.
<b>México <sup>(2)</sup></b>	Es un evento súbito que puede provocar un daño o alteración a la salud pública o al ambiente, debido a la liberación accidental de alguna sustancia peligrosa al aire, suelo o agua. Pueden suceder por accidentes de transporte, explosiones, derrames o incendio, o como resultado de un desastre natural o acción del hombre.
<b>Estados Unidos <sup>(3)</sup></b>	Es una amenaza súbita a la salud pública o al bienestar del ambiente por la liberación (actual o potencial) del petróleo, materiales radioactivos o sustancias químicas peligrosas en el aire, suelo o agua. Estas emergencias pueden suceder por accidentes de transporte, por incidentes en facilidades que emplean o fabrican sustancias químicas o como resultado de un desastre natural o la acción del ser humano (posibles atentados).

Fuente: (1) (MINAM, 2012, pág. 68); (2) (Instituto Mexicano de Transporte (IMT), 2012, pág. 7); y, (3) (Arieu, 2014).



### 2.1.12. Derrame de petróleo

Un derrame es la liberación de un hidrocarburo (ej. petróleo) desde el ducto hacia el ambiente que lo rodea debido al desarrollo de actividades humanas, considerado como una forma de contaminación ambiental (Niehs Oil Spill Cleanup Training Tool, 2010).

#### A. Comportamiento en cuerpos hídricos (agua dulce)

El ingreso de los hidrocarburos a los cuerpos de agua dulce ocurre en 3 fases (Calao, 2007):

- **Primera fase:** Comprende la lixiviación y transporte de material que está recibiendo el cuerpo de agua dulce.
- **Segunda fase:** Abarca el movimiento de los hidrocarburos dentro de la columna de agua. Este proceso incluye fenómenos de disolución, solubilización, sedimentación o suspensión de partículas y sorción.
- **Tercera fase:** Llevada a cabo por medio de procesos que propician el reingreso de hidrocarburos a partir de partículas sedimentadas dentro de la columna de agua y por el movimiento de masas de agua contaminadas dentro de los cuerpos de agua.

#### B. Comportamiento en el suelo

El movimiento de los hidrocarburos depende en gran parte de las características de los hidrocarburos, del suelo y subsuelo, de las condiciones ambientales (tipo de clima, presencia de cuerpos hídricos y del tipo de fauna de la zona) y otros, donde son liberados y/o vertidos. Por ej. el petróleo penetrará únicamente en suelos porosos y permeables, en sentido descendente bajo la influencia de la gravedad y capilaridad (por ej. en suelos de tipo granular es relativamente más rápido que en suelos de grano fino). El porcentaje de infiltración depende del tipo de petróleo (extrapesados, pesados, mediano, ligero y superligero) y del tipo de suelo, ya que, por ej. cuando se trata de hidrocarburos de baja viscosidad y gravas gruesas éste aumenta; mientras que los hidrocarburos muy viscosos no infiltran significativamente en el suelo (Calao, 2007).

Además, el suelo contaminado con petróleo puede modificar su estructura, reducir el intercambio de gases, aumentar el contenido de carbono orgánico, modificar la capacidad de intercambio catiónico y acidificar el suelo, lo cual -en conjunto- provoca una reducción en su fertilidad, así como también ocasionar la alteración en sus propiedades físicas, químicas

y/o biológicas (Leyva, 2006). Los efectos que produce un derrame de petróleo son la afectación de la flora y fauna que habita en el ámbito donde se produjo el derrame, así como también en la salud de las personas y genera grandes pérdidas económicas (Carvajal, 2005).

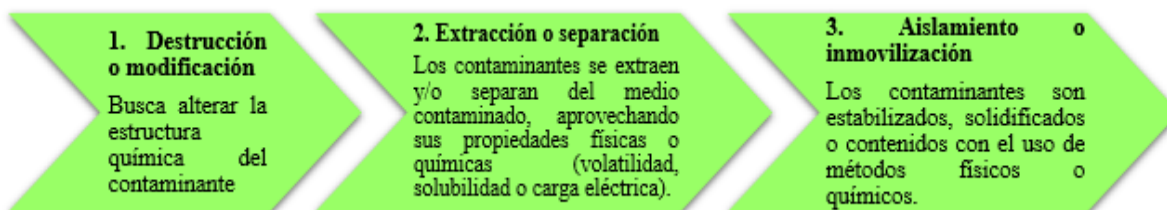
### 2.1.13. Tecnologías de saneamiento de suelos contaminados con hidrocarburos

El término “tecnología de saneamiento” comprende cualquier operación unitaria o una serie de operaciones unitarias que alteran la composición de una sustancia peligrosa o contaminante mediante acciones físicas, químicas o biológicas de manera que reduzcan la toxicidad, movilidad o volumen del contaminante. Las tecnologías de remediación pueden clasificarse de diferentes maneras en base a los siguientes principios: estrategia de remediación, lugar en que se realiza el proceso de remediación y tipo de tratamiento aplicado (Leyva, 2006).

#### A. Estrategias de remediación de suelos

En términos generales, son 3 estrategias básicas que pueden usarse separadas o en conjunto, para remediar la mayoría de los sitios contaminados:

Figura N° 7. Estrategias básicas de remediación de suelos

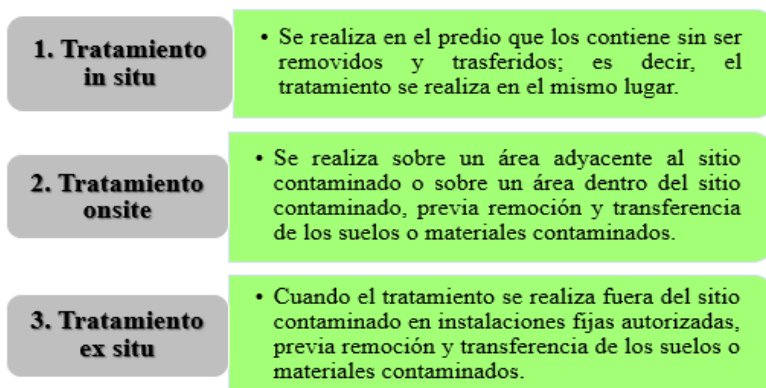


Fuente: Elaboración propia, 2018.

#### B. Lugar de realización del proceso de remediación

En general, se distinguen 3 tipos de tecnología, que son in situ, que se realiza en el mismo sitio en donde se encuentra la contaminación; onsite, se efectúa en un área cercana al sitio contaminado; y, ex situ, fuera del sitio, la cual requiere de excavación, dragado o cualquier otro proceso para remover el suelo contaminado antes de su tratamiento.

Figura N° 8. Procesos de remediación de suelos



Fuente: Elaboración propia, 2018.

### C. Tipos de tratamiento

Esta clasificación se basa en el principio de la tecnología de remediación y se dividen en 3 tipos:

Figura N° 9. Tipos de tratamiento de suelos

Tratamientos térmicos	Tratamientos biológicos (biorremediación)	Tratamientos fisicoquímicos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizan calor para incrementar la volatilización, quemar, descomponer o fundir los contaminantes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizan las actividades metabólicas de ciertos organismos (bacterias, hongos, levaduras, plantas) para degradar, transformar o remover los contaminantes a productos metabólicos inocuos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este tipo de tratamientos, utiliza las propiedades físicas y/o químicas de los contaminantes o del medio contaminado para eliminar, separar o contener la contaminación.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestran algunas de las técnicas de remediación de suelos de tipo biológico, fisicoquímico y térmico más utilizadas en el mundo:

Tabla N° 10. Técnicas de remediación

Clasificación	Tipo biológico	Tipo fisicoquímico	Tipo térmico
<b>In situ</b>	Atenuación natural Bioestimulación Bioaumentación Bioventeo Fitorremediación	Lavado de suelo Oxidación química Extracción de vapores Electrocinética Solidificación estabilización	Desorción térmica Incineración Vitrificación
<b>Ex situ</b>	Bioestimulación Bioaumentación Biolabranza Composteo Biorreactores Fitorremediación	Lavado de suelo Oxidación química Solidificación estabilización	Desorción térmica Incineración Vitrificación Pirólisis

Fuente: (Leyva, 2006, págs. 9-13).

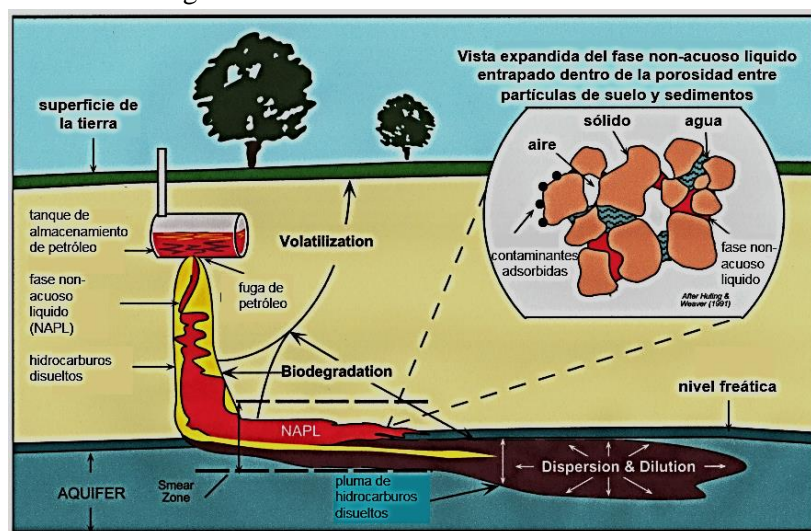
Para mayor entendimiento, en los siguientes párrafos se describe de forma detallada cada una de las técnicas de remediación de suelos y/o aguas subterráneas por derrame de hidrocarburos.

### a. Atenuación natural

Conocida como “medidas correctivas intrínsecas”, bioatenuación o biocorrección intrínseca, es un método de tratamiento in situ, que consiste en dejar los contaminantes donde están mientras se produce el proceso natural de remediación. Esta técnica aprovecha los procesos naturales para soportar la contaminación causada por derrames de productos químicos y reducir la concentración en los lugares afectados. Cabe indicar que, con frecuencia se utiliza esta técnica como parte de la limpieza de un sitio (suelo) donde también se recurre al control o la extracción de la fuente de contaminación (Cuzcano, 2001).

Este tipo de remediación puede destruir la masa del contaminante (por medio de procesos destructivos como biodegradación y transformaciones químicas), reducir su concentración (mediante dilución o dispersión) o unir los contaminantes a partículas del suelo a fin de que la contaminación no se extienda o migre a zonas aledañas (adsorción).

Figura N° 10. Proceso de atenuación natural



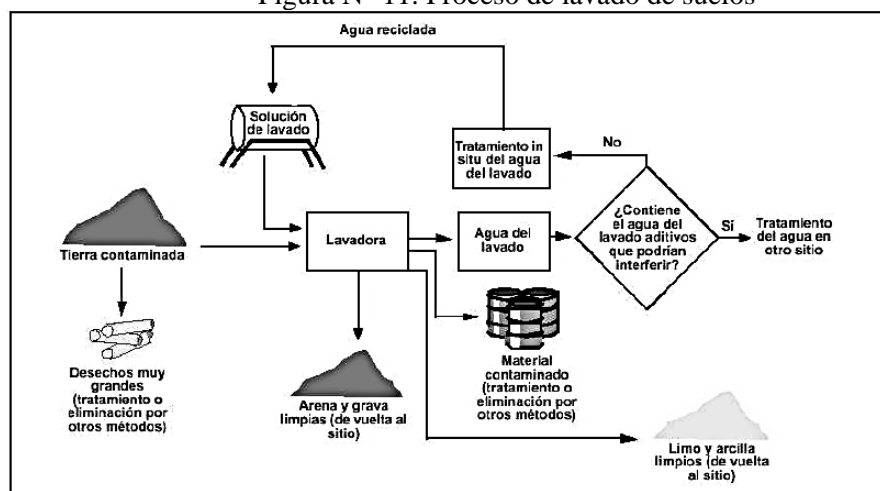
Fuente: (Cuzcano, 2001, págs. 45-62).

### b. Lavado del suelo

Es una técnica que consiste en el uso de líquidos (generalmente agua, combinada con aditivos químicos) y procedimientos mecánicos para depurar el suelo, a fin de retirar los contaminantes peligrosos y se los concentra, reduciendo su volumen. Durante el

procedimiento de lavado del suelo, se separan el suelo fino contaminado (limo y arcilla) del suelo grueso (arena y grava), luego, el suelo de volumen más reducido, que contiene la mayoría de las partículas finas es sometido a un tratamiento ulterior con otros métodos (por ej. incineración o medidas biocorrectivas) o se puede eliminar de conformidad con las normas nacionales vigentes, mientras que el suelo de mayor volumen no es tóxico y se puede usar como relleno. Luego, las partículas de grava y arena más pesadas se asientan y son sometidas a pruebas para detectar contaminantes. Si están limpias, este material puede ser usado en el sitio o llevarse a otro lugar para utilizarlo como relleno; pero, si aún quedan vestigios de contaminantes, se le somete a otro ciclo de lavado, para luego recogerlo y aplicarle un tratamiento diferente o eliminarlo en otro lugar (Cuzcano, 2001).

Figura N° 11. Proceso de lavado de suelos

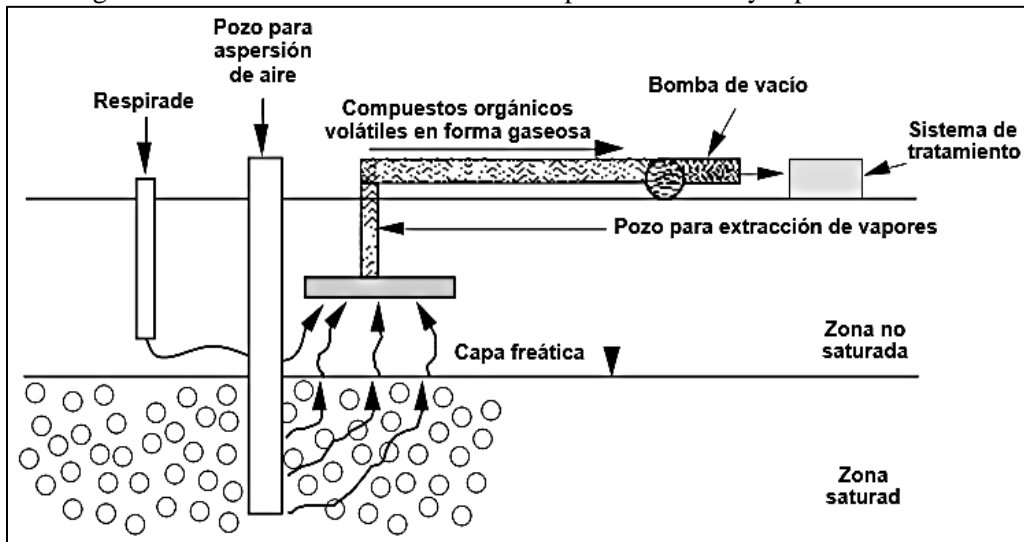


Fuente: (Cuzcano, 2001, págs. 45-62).

### c. Extracción de vapores del suelo y aspersión de aire

(Cuzcano, 2001) menciona que la extracción de vapores del suelo es un proceso que separa físicamente los contaminantes del suelo y consiste en la extracción de contaminantes en forma de vapor. Se le conoce también como volatilización in situ o mejorada y aireación del suelo in situ. Ambos métodos se utilizan para retirar contaminantes que tienden a volatilizarse o a evaporarse con facilidad, en la que se extraen compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles de la zona no saturada del subsuelo, que está arriba del agua subterránea. Esta técnica utiliza pozos subterráneos que crean un vacío y los contaminantes ascienden a la superficie en forma de vapor o gas.

Figura N° 12. Sistema de extracción de vapores del suelo y aspersión de aire

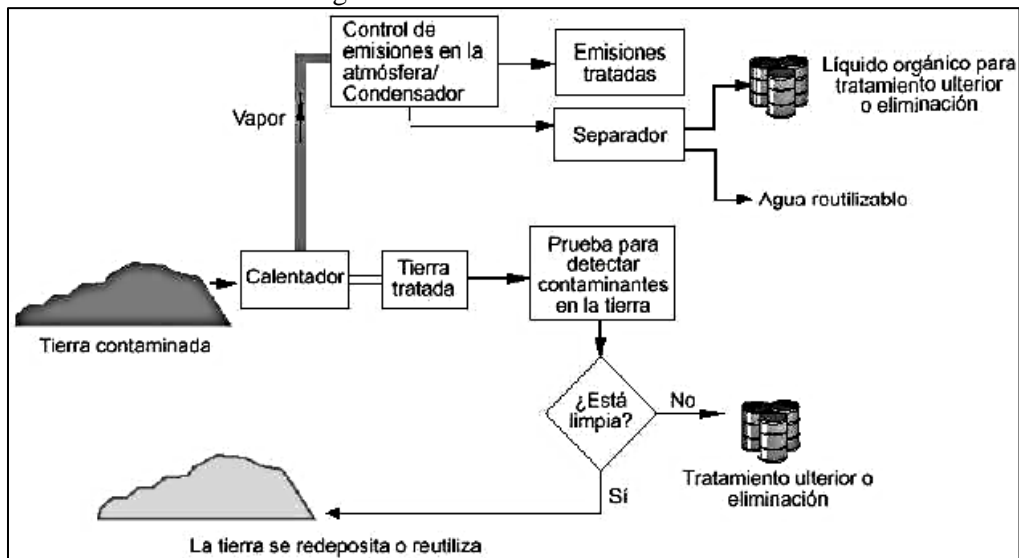


Fuente: (Cuzcano, 2001, págs. 45-62).

#### d. Desorción térmica

Cuzcano (2001) la define como la técnica utilizada para tratar suelos contaminados con desechos peligrosos, a través de la aplicación del calor para separar físicamente los contaminantes del suelo, que después se someten a un tratamiento ulterior (si quedan otros contaminantes se tratan con otros métodos), a una temperatura de 90 a 540°C, con la finalidad de que los contaminantes se vaporicen y, por consiguiente, se separen del suelo (los contaminantes vaporizados se recolectan y pasan por un sistema de tratamiento de emisiones).

Figura N° 13. Proceso de desorción térmica



Fuente: (Cuzcano, 2001, págs. 45-62).

### e. Compostaje

Canasa (2010) la define como la biorremediación mediante filas de compostaje que tiene la función de reducir las concentraciones de los constituyentes de petróleo en el suelo a través de la biorremediación. Generalmente, esta tecnología involucra el esparcido en filas sobre la superficie del suelo contaminado excavado y la estimulación de las actividades microbianas aeróbicas presentes en los suelos, a través de la aireación y adición de minerales, nutrientes y humedad. Para sostener el crecimiento de la población bacteriana, las pilas de compostaje deben mantener un rango de pH adecuado (entre 6 y 8) durante su operación, siendo 7 un valor óptimo; pero, los suelos fuera de este rango requieren de un ajuste, si el pH está por debajo, puede aumentarse con la adición de cal y en el caso contrario, puede disminuirse con la adición de azufre.

### f. Biorremediación

Consiste en el uso de microorganismos naturales como enzimas, levaduras, hongos o bacterias para descomponer o degradar sustancias peligrosas en otras menos tóxicas o no tóxicas. El proceso obedece a la capacidad metabólica de los microorganismos y a la biodegradación que es estimulada por la adición de nutrientes que utilizan los contaminantes como fuente de alimento y energía. Luego, una vez degradados, el número de microorganismos se reduce debido al agotamiento de su fuente de alimentos. Cabe precisar que, las pequeñas poblaciones de microorganismos sin alimentos o los muertos no presentan riesgos de contaminación, ya que se quedan en el suelo y forman parte de la materia orgánica del suelo (Pablo, 2007).

Tabla N° 11. Tecnologías utilizadas en la biorremediación de suelos contaminados

N°	Tecnología	Funcionamiento	Aplicaciones	Factores limitantes
1	Bioestimulación	Adición de nutrientes para estimular la actividad de bacterias nativas.	Usado con éxito para remediar suelos contaminados con gasolinas, pesticidas y desechos de municiones.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El tipo del suelo.</li> <li>▪ Incremento en la movilidad de los contaminantes.</li> <li>▪ Obstrucción en pozos de inyección provocada por el crecimiento microbiano.</li> </ul>
2	Bioaumentación	Adición de bacterias previamente elegidas por su capacidad de degradar contaminantes.	Tratamiento de suelos contaminados con herbicidas e insecticidas.	---
3	Bioventeo	Suministro de aire para estimular la actividad de bacterias nativas.	Utilizado para tratar compuestos orgánicos no volátiles y biodegradables semivolátiles y remediar suelos contaminados con	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tipo y concentración del contaminante.</li> <li>▪ Ausencia de nutrientes.</li> <li>▪ Bajo contenido de humedad.</li> </ul>

			TPH, solventes no clorados, pesticidas, conservadores de madera y algunos químicos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dificultad para alcanzar el flujo de aire necesario.</li> </ul>
4	Biolabranza	El suelo se extiende en una capa de tamaño regular y se remueve de forma periódica.	Tratamiento de suelos contaminados con diésel, gasolinas, lodos aceitosos, PCP, creosota y coque, además de algunos pesticidas TPH.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Posibilidad de lixiviados de contaminantes hacia el suelo y agua.</li> <li>▪ La incorporación de suelo contaminado en suelo limpio genera un gran volumen de material contaminado.</li> <li>▪ No es recomendable su uso para contaminantes diluidos, ni para contaminantes biodegradables.</li> </ul>
5	Fitorremediación	Utiliza diversas plantas para remover, transferir, estabilizar, concentrar y/o destruir contaminantes (orgánicos e inorgánicos) en suelos, lodos y sedimentos.	Tratamiento de suelos contaminados con compuestos orgánicos (benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos) y solventes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Altas concentraciones de contaminantes pueden resultar tóxicas.</li> <li>▪ Dependen de la estación del año.</li> <li>▪ No es efectiva para tratar contaminantes fuertemente absorbidos.</li> <li>▪ Pueden bioacumularse en animales.</li> </ul>
6	Fase de lodos	El suelo contaminado se mezcla constantemente con un líquido dentro de un biorreactor de lodos. La degradación se lleva a cabo en la fase acuosa por microorganismos en suspensión o inmovilizados en la fase sólida.	Tratamiento de suelos contaminados con TPH, COS halogenados y no halogenados, COV, BPC, pesticidas y desechos de artillería.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El suelo debe tamizarse.</li> <li>▪ Los suelos heterogéneos y arcillosos generan problemas de manipulación.</li> <li>▪ Los productos intermediarios pueden ser más tóxicos que el contaminante original (para explosivos o solventes clorados).</li> <li>▪ Los residuos generados pueden requerir de tratamiento o disposición final.</li> </ul>

Fuente: (Pablo, 2007, págs. 38-46).

#### 2.1.14. Desarrollo sostenible

Es un proceso de cambio equitativo y continuo que tiene la finalidad de lograr el máximo bienestar social, mediante el cual se procura el desarrollo integral, con fundamento en medidas apropiadas para el equilibrio ecológico y la conservación de los recursos naturales, y así, satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer a las generaciones futuras (Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, 2006).

#### 2.1.15. Tipos de medidas ambientales para impactos negativos

Son todas aquellas acciones dirigidas a prevenir, mitigar, minimizar, corregir, restablecer, compensar, impedir, limitar, restringir o suspender, entre otras, aquellos efectos y actividades capaces de degradar el ambiente (suelo, agua, aire, etc.) (Niehs Oil Spill Cleanup Training Tool, 2010). Estas pueden ser de 4 tipos:



### **A. Medidas de prevención o de protección**

Son acciones que tienen la finalidad de evitar los impactos y efectos negativos que pueda generar un proyecto, obra o actividad sobre el ambiente (Cárdenas, 2006). Rebolledo (2011) indica que son las medidas orientadas a la realización de actividades que eviten que ocurra el impacto negativo mediante el diseño específico y mejoramiento de la tecnología.

### **B. Medidas de mitigación o de reducción**

Son acciones que tienen la función de minimizar los impactos y efectos negativos de un proyecto, obra o actividad sobre el ambiente (Cárdenas, 2006). Rebolledo (2011) menciona que estas medidas están destinadas a lograr que el ecosistema o espacio donde se esté ejecutando el proyecto, se mantenga en condiciones satisfactorias o de equilibrio razonable, independiente del momento en que aparezca el impacto negativo.

### **C. Medidas de recuperación o corrección**

Estas medidas tienen la finalidad de recuperar, restaurar o reparar las condiciones del ambiente afectado por el proyecto, obra o actividad (Cárdenas, 2006). Rebolledo (2011) señala que son acciones orientadas a la recuperación o enmienda de las cualidades y características de los recursos naturales y procesos ecológicos de los ecosistemas afectados por las actividades que se efectúa una vez ocurrido el impacto negativo.

### **D. Medidas de compensación**

Son acciones dirigidas a resarcir y retribuir o recompensar a las comunidades, regiones, localidades y entorno natural por los impactos o efectos negativos generados por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos, mitigados o sustituidos (Cárdenas, 2006). Asimismo, (Foy y Valdéz, 2012) las define como las acciones generadoras de beneficios ambientales que deben ser proporcionales a los daños o perjuicios ambientales causados por el desarrollo de los proyectos. Cabe indicar que, la compensación ambiental se realizará sólo cuando ya no se pueda prevenir, mitigar, recuperar y restaurar el ambiente, o estas (prevención, mitigación, recuperación y restauración) no hayan sido eficaces en su implementación.

Rebolledo (2011) indica que son acciones orientadas a brindar un pago o una cosa fungible de la misma especie o calidad por un daño ambiental causado al ecosistema o algunos de sus

componentes y que no puede ser mitigado o corregido; y, aunque la persona que lo causó no tenga consentimiento, debe pagarlo.

## **2.2. Marco filosófico o epistemológico**

Para el desarrollo de la mayoría de los estudios, es recomendable considerar las propuestas brindadas por otras investigaciones que permitan entender la ocurrencia de determinados hechos que se manifiestan de acuerdo con el contexto en el cual se encuentra, los que originan una serie de cotejos y comparaciones que el investigador debe afrontar al elegir determinadas teorías que se aproximen a la realidad observable y genere un acercamiento a las que precisen aquello que se evidencia dentro de los planteamientos concretos para el cimiento consistente a la respuesta del problema de la investigación.

En tal sentido, en aras de profundizar en el conocimiento del derrame de petróleo crudo en el ONP ocurrido en la Comunidad Nativa Cuninico – Loreto como variable independiente y la existencia de impactos negativos en los componentes ambientales como variable dependiente, surge la necesidad del investigador en conocer las causas posibles tales como falta de mantenimiento al sistema de tuberías del ducto, atentado por la población, etc. y consecuencias que ocasionaron daños significativos del ámbito citado en los componentes ambientales de agua (quebradas, ríos), suelos, especies de flora y fauna y salud de la población.

Al respecto, se conoce que el planeta Tierra se formó hace 4500 millones de años, en su origen la temperatura era muy elevada y se producían en su superficie diversas explosiones y/o erupciones volcánicas que expulsaron a la atmósfera, entre otros, vapor de agua. En el Capítulo 1 del libro de Génesis de la “Santa Biblia de la Nueva Traducción Viviente (NTV)”, se describe el relato de la creación de Dios, donde en los versículos 6-7 y 9-12 se indica lo siguiente:

*“<sup>6</sup>Entonces dijo Dios: Que haya un espacio entre las aguas, para separarlas de los cielos y la tierra; <sup>7</sup>y eso sucedió; Dios formó ese espacio para separar las aguas de la tierra y de los cielos (...). <sup>9</sup>Y dijo Dios: Que las aguas debajo del cielo se junten en un solo lugar, para que aparezca la tierra seca; y eso sucedió. <sup>10</sup>Dios llamó a lo seco «tierra» y a las aguas «mares». Y vio Dios que esto era bueno. <sup>11</sup>Después dijo: «Que brote vegetación de la tierra: toda clase de plantas*

*con semillas y árboles que den frutos con semillas; estas semillas producirán, a su vez, las mismas clases de plantas y árboles de las que provinieron»; y eso sucedió. <sup>12</sup>La tierra produjo vegetación, las semillas produjeron plantas y árboles de la misma clase; y Dios vio que esto era bueno”.*

De lo anterior se observa que Dios desde antes del inicio de los tiempos creó, entre otros, el agua y los suelos y conjuntamente a ellos, la vegetación. Por su parte, las teorías antropogénicas citadas en el autor (Raya, 2003) mencionan que el origen del agua se debió probablemente a los procesos de fusión termonucleares, cuya cantidad total de agua libre formado por la hidrósfera fue aproximadamente  $1.4 \times 10^9 \text{ km}^3$  (17% de su cantidad total), donde el 96% está almacenada en los océanos. Los autores (Briones e Irigoien, 2015) señalan que el origen de los suelos se dio por procesos externos denominados “meteorización de rocas”, donde éstas experimentaron fenómenos de descomposición química y desintegración física y las masas de roca se rompieron en fragmentos pequeños.

La importancia del componente ambiental “agua” se ve reflejada en que la vida de los organismos que viven en ambientes acuáticos y ecosistemas aeroterrestres depende de ésta, ya que es el componente inorgánico más abundante de los seres vivos, los que están compuestos de agua en una gran proporción, por ejemplo, los insectos de un 45%, los mamíferos en un 70% y en algunos casos tales como las medusas, en un 95% (Banús y Bertrán, 2005). Por su parte, la importancia del componente ambiental “suelo” radica en que este es un medio biológicamente activo que integra a los flujos de masa y energía, que cumple la función de amortiguar el suministro de nutrientes y agua para el crecimiento de la flora y fauna y determina la repartición del agua en flujos superficiales para quebradas, ríos, lagos, cochas, lagunas, etc. y para el subsuelo. Además, el suelo es conocido como la estación de paso en el ciclo hidrológico, ya que el agua llega por efecto de las lluvias y se infiltra por influencia de la gravedad y succión, cuyo movimiento inicial es controlado por la estructura y textura del suelo (Morales y Rodríguez, 2007).

### **III. MÉTODO**

El método es un procedimiento y proceso lógico que es formulado con la finalidad de lograr la adquisición, organización o sistematización y expresión o exposición de conocimientos en los aspectos teórico y experimental (Hernández y Fernández, 2006). En ese sentido, el método de la presente investigación científica es empírico y deductivo, ya que está basada en la experimentación o la observación (evidencias verificadas en campo) y se pone a prueba una hipótesis.

#### **3.1. Tipo de investigación**

Es de tipo exploratoria debido a que en el Perú no se cuenta con investigaciones respecto de la evaluación de impactos ambientales negativos y propuestas de medidas ambientales de prevención; y, transeccional porque la evaluación se realizó en un tiempo o momento puntual, que es 30 de junio del 2014. Tiene un diseño no experimental, porque no se manipulan ni varían intencionadamente las variables independientes, simplemente para su análisis se observaron los fenómenos tal y como ocurrieron en su contexto natural. Además, posee 3 niveles: (i) explicativo, porque se evalúan los datos e información obtenida de los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo y de las medidas ambientales de prevención y mitigación; (ii) correlacional, debido a que se analiza la relación entre los diferentes factores que originan el derrame de petróleo crudo y su incidencia con el ambiente y salud de las personas; y, (iii) descriptivo, ya que se miden, evalúan y recopilan datos sobre diversos conceptos (variables), aspectos, dimensiones o componentes de los impactos ambientales negativos, en una circunstancia tempore - espacial determinado.

#### **3.2. Población y muestra**

La población es el conjunto de personas u objetos de los que se desea conocer algo en una investigación, que puede estar constituido por personas, animales, registros médicos, muestras de laboratorio, entre otros; mientras que, la muestra es un subconjunto o parte del universo o población en que se llevará a cabo la investigación (López, 2004). En ese sentido, la población tomada en la presente investigación son las 63 comunidades nativas que se encuentran en el distrito de Urarinas, provincia y departamento de Loreto (IBC, 2016). De esta población, se tomó como muestra representativa de tipo no probabilístico y selectivo al ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, situada en el distrito de Urarinas, provincia y

departamento de Loreto. El muestreo no probabilístico se realizó en función al criterio del investigador y fue selectivo ya que la elección se planteó según los objetivos de la investigación (Tresierra, 2000). Esta elección se debió a que: (i) en esta zona ocurrió el derrame; (ii) es la zona con mayor afectación de componentes ambientales (agua, suelos, flora, fauna y población); y, (iii) se cuenta con información recopilada en campo por el personal técnico multidisciplinario del OEFA y otras autoridades competentes, que se sustentan en registros fotográficos y videos fechados, monitoreos ambientales, manifestaciones de la población afectada, actas de constatación, etc.

### 3.3. Operacionalización de variables

Para el desarrollo de la investigación se consideraron las siguientes variables independientes y dependientes según a los objetivos específicos planteados (Anexo N° 1):

Tabla N° 12. Variables dependientes e independientes del primer objetivo específico

Categoría o dimensión	Dependientes	Independientes	Indicadores
Causas y consecuencias de la emergencia ambiental	Derrame de petróleo crudo	Frecuencia de mantenimiento preventivo y correctivo	Meses
		Estado actual de la tubería del ONP	Adimensional
		Activación del Plan de Contingencia	Adimensional
		Volumen de petróleo derramado	Barriles
		Monitoreos ambientales	Unidades
		Abundantes lluvias	Milímetros (mm)
		Pendiente del terreno	%
		Cobertura vegetal	Unidades
		Textura del suelo	% limo, arena y arcilla
		Comunidades Nativas	Unidades

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Tabla N° 13. Variables dependientes e independientes del segundo objetivo específico

Categoría o dimensión	Dependientes	Independientes	Indicadores
Mantenimiento integral	Propuesta de prevención	Estado de la pared de la tubería del ONP	Adimensional
		Antigüedad del ONP	Años
		Lluvia Anual	milímetros (mm)
		Altitud	msnm
		Temperatura	° C
		Humedad relativa	%
		Tipo de clima	Adimensional
		Instrumento de gestión ambiental	Unidades
		Características de diseño del ONP	Adimensional

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Tabla N° 14. Variables dependientes e independientes del tercer objetivo específico

Categoría o dimensión	Dependientes	Independientes	Indicadores
Rehabilitación del ambiente	Propuesta de mitigación	Población afectada	Unidades
		Suelos afectados	Metros cuadrados (m <sup>2</sup> )
		Cuerpos Hídricos afectados	Unidades
		Cobertura vegetal afectada	Unidades
		Fauna afectada	Unidades
		Comportamiento del petróleo derramado	Barriles
		Climatología	Adimensional
		Cobertura vegetal	Unidades
		Textura del suelo	% limo, arena y arcilla
		Uso directo de los recursos naturales	Adimensional
		Beneficios ambientales alterados	Adimensional
		Funciones ambientales	Adimensional
		Actividades socioeconómicas	Adimensional

Fuente: Elaboración propia, 2019.

### 3.4. Instrumentos

#### 3.4.1. Información cartográfica

La información cartográfica que fue utilizada es la Carta Nacional Hoja 10-m (Urarinas) a una escala de 1:100 000 (Instituto Geográfico Nacional - IGN, 2019) y los siguientes mapas temáticos a escala de 1/10 000:

Tabla N° 15. Mapas temáticos utilizados

Mapas	Fuente	Año	Descripción
Centros Poblados	MINCU	2019	Identificar la cantidad de centros poblados que se encuentran ubicados en el ámbito del ONP.
Suelos	IGP	2012	Identificar los diversos tipos de suelos para analizar su influencia en la posible migración a zonas no afectadas del petróleo crudo derramado.
Geomorfológico	MINAM	2019	Conocer el relieve de la zona y elaborar el mapa de pendientes.
Climático	OEFA	2019	Conocer el comportamiento climático de la zona, a fin de analizar su influencia en la posible migración a zonas no afectadas del petróleo crudo derramado.
Zonas de Vida	INRENA	2013	Conocer las condiciones actuales del tipo de zona de vida y su relación con el clima y el comportamiento del petróleo crudo derramado.
Áreas Naturales Protegidas y Zonas de Amortiguamiento	SERNANP	2018	Conocer el posible impacto ambiental negativo en las áreas naturales protegidas, en caso se encuentren cercanas o dentro de la zona donde ocurrió el derrame de petróleo crudo.
Red Hidrográfica	ANA	2019	Identificar la totalidad de ríos y quebradas estacionales (húmedas y secas) que se encuentran en la zona de ocurrencia de derrame de petróleo crudo.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

### 3.4.2. Información tecnológica

Los equipos básicos utilizados para el procesamiento de información en gabinete fueron: cámara fotográfica CANON de alta resolución, Sistema de Posicionamiento Global (GPS), Computadora Toshiba CORE i7 (tipeo de la tesis) e impresora Epson Stylus TX135 (impresión de tesis y mapas – formato A3). Adicionalmente, se usaron 3 software/aplicativos con la finalidad de realizar el procedimiento lógico de la cartografía geoespacial, información obtenida en campo y elaboración de los mapas temáticos, los que fueron generados en base a datos obtenidos de las visitas de campo que se efectuaron en la zona de ocurrencia del derrame de petróleo crudo.

Tabla N° 16. Software y/o aplicativos utilizados

Software / Aplicativo	Descripción
<b>ArcGis 10.5</b>	Generación de mapas temáticos para el diagnóstico y ubicación de puntos de monitoreo ambiental en la zona de ocurrencia del derrame de petróleo.
<b>Google Earth Pro - 2019</b>	Verificación previa de aspectos morfológicos de la zona de estudio.
<b>Global Mapper 11</b>	Transformación de formatos de las bases de datos utilizadas en ArcGis 10.5.

Fuente: Elaboración propia, 2017.

### 3.5. Procedimientos

#### 3.5.1. Evaluación de causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo

Para analizar las causas y consecuencias (afectación de los componentes ambientales) del derrame de petróleo crudo ocurrido en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico (Tramo I del ONP), se tomó como fuente la información obtenida de las Resoluciones Directorales N° 844-2015-OEFA/DFSAI (21 de setiembre de 2015) y N° 878-2016-OEFA/DFSAI (24 de junio de 2016) de carácter público, emitidas por la Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos (en adelante, DFAI) del OEFA. Estos documentos contienen información analizada por un equipo multidisciplinario del OEFA, que se sustenta en hechos constatados e información recopilada en campo tales como: verificación insitu del punto donde ocurrió la falla, visualización directa de los componentes ambientales afectados, manifestación de los representantes de Petroperú y poblaciones afectadas, ejecución de monitoreos ambientales de los componentes afectados (suelo, agua, sedimentos, flora y fauna) y documentación técnica recopilada en función de los hechos constatados por parte de otras autoridades del estado peruano como el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, OSINERGMIN), Dirección General de Capitanías y Guardacostas (en adelante,

DICAPI), Dirección General de Salud Ambiental e Inocuidad Alimentaria (en adelante, DIGESA), Autoridad Nacional del Agua (en adelante, ANA) y Fiscalía Provincial Ambiental de Nauta.

En la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI, el OEFA declara la existencia de responsabilidad administrativa de Petroperú por: (i) Incumplimiento del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental – PAMA por no realizar las acciones de mantenimiento al KM 41+833 del Tramo I del ONP, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; (ii) incumplimiento del Plan de Contingencia al no detectar ni controlar a tiempo el derrame ocurrido, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; y, (iii) derramar petróleo al ambiente generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana. Adicionalmente, se ordenó a Petroperú, entre otros, el cumplimiento de la medida correctiva: “Acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales – Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 – nuevo cronograma), a fin de restablecer las condiciones del área impactada a su estado natural”. Luego, se analizó el incumplimiento de esta medida correctiva descrita en la Resolución Directoral N° 878-2016-OEFA/DFSAI. Además, se tomó en consideración la información obtenida de los diarios tales como El Comercio, La República y Actualidad Ambiental y Diario televisivo canal Panamericana, entre otros.

### **3.5.2. Propuestas de medidas de prevención**

Se tomó como fuente experiencias consignadas en investigaciones de otros países con condiciones similares a la emergencia ambiental ocurrida el 30 de junio del 2014 en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico tales como Ecuador, Brasil, México y Colombia, así como también las acciones de mantenimiento preventivo establecidos en las NORMAS API RP 1160 y ASME B31.4 (versión en inglés) de los Estados Unidos de América, utilizada por diversas empresas operadoras que transportan petróleo a nivel mundial.

### **3.5.3. Propuestas medidas de mitigación – recuperación ambiental**

Se analizaron de forma previa los incumplimientos descritos en la Resolución Directoral N° 878-2016-OEFA/DFSAI, donde el OEFA declara el incumplimiento de la primera



medida correctiva mencionada (cronograma de actividades ambientales), a fin de evaluar si Petroperú cumplió de forma adecuada y efectiva con las acciones de mitigación - recuperación de los componentes ambientales afectados. Luego, se tomaron como fuente experiencias nacionales e internacionales en lugares similares al ámbito de la zona de estudio. Finalmente, la propuesta de remediación – restauración abarca: (i) Diagnóstico de la zona; (ii) Ejecución de labores de remediación (excavación y retiro del material superficial, implementación de biopilas con estimulación y Atenuación natural monitoreada); y, (iii) Acciones de pos-remediación.

### **3.6. Análisis de datos**

#### **3.6.1. Etapa inicial de gabinete**

Se evaluó información de 2 resoluciones emitidas por el OEFA y de otras autoridades competentes del estado peruano como el OSINERGMIN, DICAPI, DIGESA, ANA, entre otros e internet (investigaciones y noticias); luego se generaron mapas temáticos en función de la cartografía digital y software (ArcGis) de carácter público.

#### **3.6.2. Etapa de campo**

Se realizó el plan de trabajo de la salida de campo realizada que tuvo como objetivo tomar registro fotográfico de la zona de estudio y efectuar monitoreos ambientales. Sin embargo, a pesar de que se realizaron visitas de campo en los años 2017 y 2018, los monitoreos no pudieron ser efectuados por las condiciones de humedad de la zona. Luego, se desarrolló el reconocimiento de campo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico para verificar su estado actual (fotografías y levantamiento de puntos con GPS); no obstante, no se tuvo acceso a la zona donde se encontraba el ducto del ONP por las altas lluvias y difícil acceso.

#### **3.6.3. Etapa Final de gabinete**

Se efectuaron los ajustes necesarios con los aportes de campo y gabinete en relación con los mapas temáticos. Además, se analizó la información en formato digital y físico obtenida del OEFA (campo y gabinete). Finalmente, se realizaron consultas a especialistas ambientales e ingenieros petroleros de diversas instituciones y otros registros que ayudaron a su óptimo desarrollo, a fin de complementar la información procesada y analizada en las 2 anteriores etapas.

## IV. RESULTADOS

### 4.1. Historia del Oleoducto Norperuano (ONP)

La empresa Petroperú actualmente realiza, entre otros, actividades de transporte de petróleo crudo a través del ONP, abarcando los departamentos de Loreto, Amazonas, Cajamarca, Lambayeque y Piura. El petróleo que transporta proviene de las empresas operadoras Frontera Energy Corporation del Lote 192 (antes, Pluspetrol Norte S.A.), Perenco Petroleum Limited Sucursal del Perú (Lote 67), Pluspetrol Norte S.A. (Lote 8) y Cepsa Peruana S.A.C. (Lote 131) (Petroperú S.A., 2019).

Petroperú empezó la realización de estudios para la construcción del ONP en el año de 1972 cuyo contrato para el diseño definitivo fue adjudicado en 1973 a favor de Bechtel, e inició su construcción en octubre de 1974; además, desde 1976 comenzó a operar el ONP. El resumen de las fechas inicio de operaciones de las estaciones de bombeo son:

Tabla N° 17. Inicio de operación de instalaciones del ONP

Instalaciones del ONP	Fecha de operación
Estación N° 1 del Tramo I	Empezó a recepcionar petróleo el 31 de diciembre de 1976 e inició el bombeo hacia la Estación N° 5 el 14 de enero de 1977.
Estación N° 5 del Tramo I	Inició el bombeo hacia la Estación N° 6 el 15 de marzo de 1977.
Estación Andoas del Ramal Norte	Inició el bombeo hacia la Estación N° 5 el 16 de febrero de 1978.
Estación Morona del Ramal Norte	Inició el rebombeo el 15 de abril de 1979.
Estación N° 6 del Tramo II	Inició el bombeo hacia la Estación N° 7 el 7 de abril de 1977.
Estación N° 7 del Tramo II	Inició el bombeo hacia la Estación N° 8 el 27 de abril de 1977.
Estación N° 8 del Tramo II	Inició el bombeo hacia la Estación N° 9 el 4 de mayo de 1977.
Estación N° 9 del Tramo II	Empieza el bombeo hacia Bayovar el 9 de mayo de 1977.
Bayovar	Inició a recepcionar petróleo el 24 de mayo de 1977.
Muelle de Bayovar	Se realizó el primer embarque de petróleo el 8 de junio de 1977.

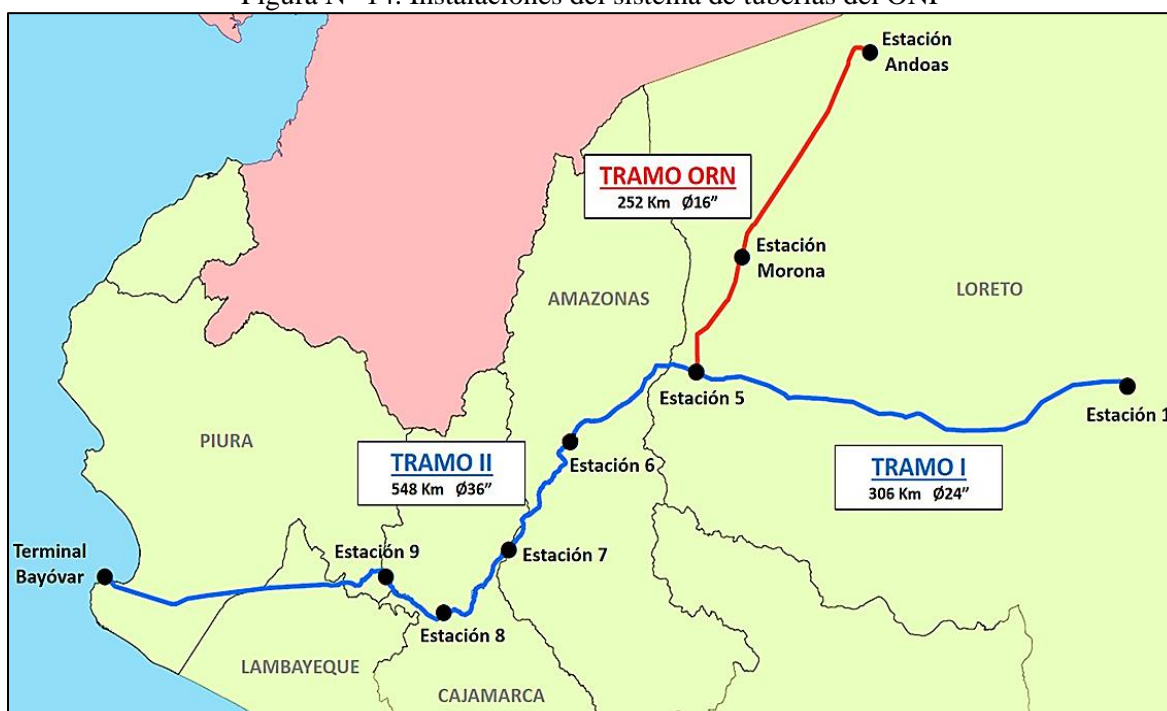
Fuente: (Petroperú S.A., 1995, págs. 19-50).

El ONP tiene una longitud aproximada de 1100 KM y se extiende por la parte norte de las 3 regiones del Perú, selva, sierra y costa desde la Latitud 2°30' hasta los 6°10' y longitud de 74°45' hasta los 81°30' del meridiano.

Además, el ONP está conformado por 3 tramos de diferentes diámetros, de acuerdo se describe a continuación:

- Oleoducto Principal, conformado por el Tramo I y Tramo II que va desde la Estación N° 1 - San José de Saramuro hasta el Terminal Bayovar. El Tramo I inicia su recorrido en la Estación N° 1 y llega hasta la Estación N° 5 - Saramiza; y, el Tramo II abarca las Estaciones N° 5, 6 (Kuzu Grande), 7 (Mesones Muro), 8 (Playa Azul) y 9 (última estación de bombeo), que tienen la finalidad de asegurar el transporte del petróleo hasta el Terminal Bayovar.
- Oleoducto Ramal Norte, que va desde la Estación Andoas hasta la Estación N° 5.

Figura N° 14. Instalaciones del sistema de tuberías del ONP

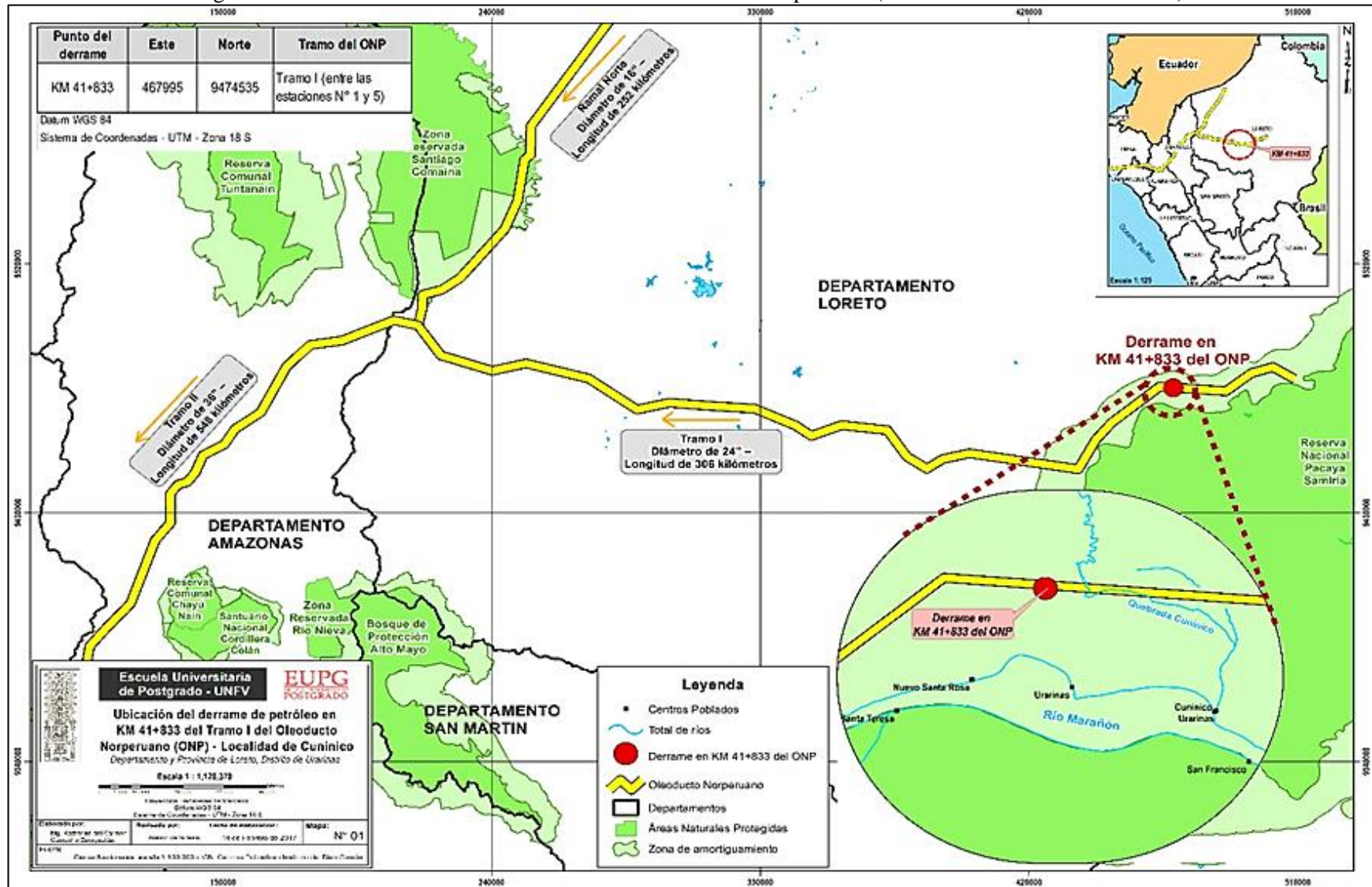


Fuente: (Petroperú S.A., 2019).

## 4.2. Ubicación

El lugar donde ocurrió el derrame de petróleo crudo, de acuerdo con lo indicado por Petroperú y el OEFA, se encuentra ubicado entre las Estaciones N° 1 y N° 5 del Tramo I del ONP (KM 41+833), situado en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, distrito Urarinas, provincia y departamento de Loreto. Es importante mencionar que, en esta zona se localizan los ríos Cuninico y Marañón (Mapa N° 1).

Figura N° 15. Ubicación de la zona donde ocurrió el derrame de petróleo (KM 41+833 - Tramo I del ONP)



Fuente: Elaboración propia, 2017.

### 4.3. Vías de acceso

El punto de ocurrencia del derrame en el sistema de tuberías del ONP es una zona inaccesible que se caracteriza por poseer densa vegetación y no existen caminos o vías. Lo mencionado se sustenta en lo indicado por el OEFA, donde señalan que es una zona de difícil acceso (OEFA, 2015).

La vía de acceso más rápida es aérea, a través de las empresas, principalmente, LATAM, AVIANCA, PERUVIAN AIRLINES y STAR PERÚ cuyo tiempo de vuelo directo es entre un mínimo de 1 hora y media y un máximo de 2 horas y 40 minutos aprox. El recorrido se inicia desde el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez (Vía Expresa Elmer Faucett S/N, Callao 07031) de Lima hasta el Aeropuerto Internacional Coronel FAP Francisco Secada Vignetta o conocido también como Aeropuerto Internacional de Iquitos (distrito de Iquitos, provincia Maynas, departamento de Loreto, a 6 KM de la ciudad aprox.). Seguidamente, vía terrestre se recorre una distancia de 93 KM desde el Aeropuerto Internacional de Iquitos hasta la ciudad de Nauta por la carretera principal “Iquitos - Nauta”, en un tiempo aproximado de 2 horas. Luego, vía fluvial (en embarcación) se viaja desde el Muelle Nauta una distancia de 272 KM a través del río Marañón hasta su confluencia con el río Cuninico. En seguida, vía fluvial (en una embarcación más pequeña) se recorre por el río Cuninico hasta su confluencia con el ONP una distancia de 12 KM aprox., en un tiempo referencial de 2 horas. Finalmente, vía terrestre se camina hasta llegar al punto de ocurrencia del derrame. En la siguiente tabla se detallan los costos de los viajes desde Lima a Loreto, según las empresas mencionadas:

Tabla N° 18. Costo de pasajes según empresas

Vía	Empresas	Origen	Destino	Horas de viaje (aprox.)	Costos de pasajes por persona en dólares (\$)	Observaciones
Aérea	LATAM	Lima	Iquitos	1 hora y media	Entre 80 y 120	Vuelo directo*
		Iquitos	Lima		Entre 80 y 120	
	AVIANCA	Lima	Iquitos	2 horas	113	
		Iquitos	Lima		113	
	PERUVIAN AIRLINES	Lima	Iquitos		Entre 82 y 106	
		Iquitos	Lima		Entre 82 y 106	
	STAR PERÚ	Lima	Iquitos	2 horas y 40 minutos	111	
		Iquitos	Lima		110	

\*Ida y vuelta.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

#### 4.4. Diagnóstico físico

##### 4.4.1. Climatología

Según el Mapa Climático del Perú, elaborado por el (SENAMHI, 2018) en base a información meteorológica de un periodo de 20 años (1965 - 1984) y de acuerdo a la clasificación de climas de Werren Thornthwaite (Sandoval, Ortiz y Jesús, 2013), se ha determinado que en la zona de ocurrencia del derrame existe 1 tipo de clima bien diferenciado, denominado “Selva Tropical Muy Húmedo” que se caracteriza por presentar un clima de tipo muy lluvioso, cálido, muy húmedo (debido a la alta concentración de vapor de agua en la atmósfera) con invierno seco y abundantes precipitaciones durante todo el año.

Asimismo, en el capítulo “IV Caracterización del Ambiente”, ítem “5. Clima” del PAMA del ONP, se señala que el ámbito del derrame posee un clima tropical húmedo, con temperatura media superior a 18°C y precipitación anual superior a 750 mm (Petroperú S.A., 1995, pág. 19) (Mapa N° 2).

##### 4.4.2. Hidrología

La hidrología es la ciencia que estudia las propiedades, distribución y movimiento del agua sobre y debajo de la superficie terrestre (superficial y subterránea), que abarca el estudio de los recursos hídricos y el ciclo del agua y considera para su evaluación las variables de lluvias, evapotranspiración, escorrentía, caudal, infiltración, entre otras. Las lluvias influyen en la recarga de acuíferos y formación de cuerpos de agua (ríos, quebradas, lagos, lagunas, cochas, aguajales, etc.) (Villodas, 2008). Según (Chow, 1994), el ciclo hidrológico es el foco central de la hidrología, no posee ni principio ni fin y sus procesos ocurren de forma continua, considerado como un sistema, de entradas y salidas en donde la entrada principal y más importante del sistema es la precipitación. En ese sentido, el comportamiento de las lluvias en la zona de estudio es evaluado por la estación meteorológica más cercana (tipo convencional) denominada “Santa Rita de Castilla”, que posee datos históricos de lluvias del periodo 1986 - 2012:

Tabla N° 19. Datos de la estación meteorológica “Santa Rita de Castilla”

Estación	Latitud (S)	Longitud (W)	Altitud (msnm)	Distrito	Periodo de registro	Condición
Santa Rita de Castilla	4°36'49.95''	74°22'25.69''	100	Parinari	1986 - 2012	Operativa

Fuente: (SENAMHI, 2019).

Los datos de precipitación media mensual se obtuvieron del portal de descarga de datos hidrometeorológicos desde el año 1963 hasta 2013 (SENAMHI, 2019), donde se observan algunos meses sin registro de precipitación. Sin embargo, a fin de considerar un periodo homogéneo de información, se han tomado 27 años de información (1986 – 2012):

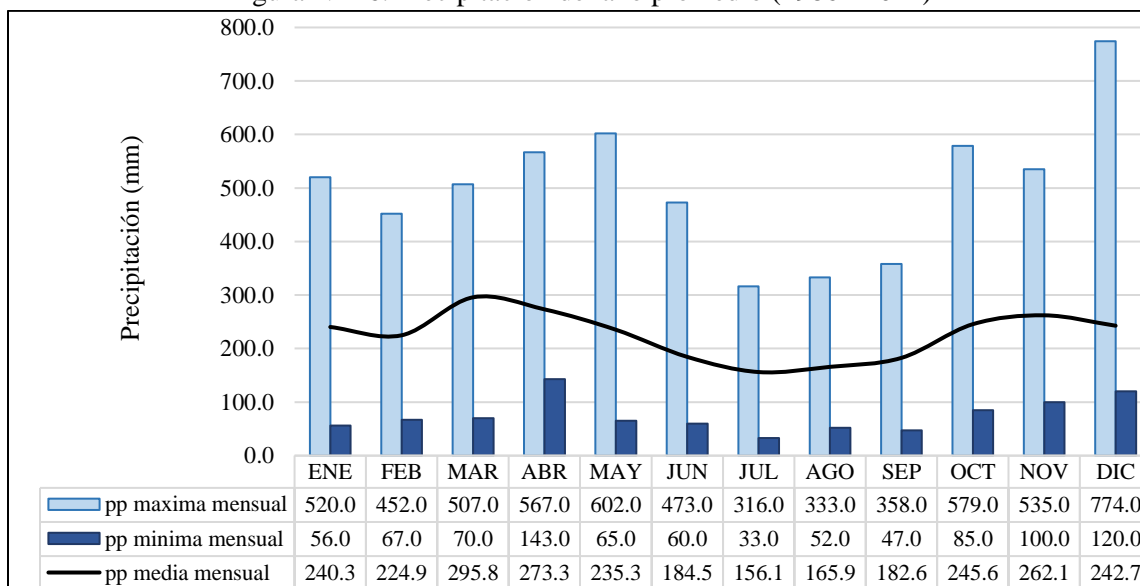
Tabla N° 20. Registro de precipitación media mensual de la estación “Santa Rita de Castilla”

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
1986	140	228	240	165	189	112	272	182	322	237	125	155	2367
1987	361	374	435	370	117	128	132	71	213	191	534	315	3241
1988	269	293	202	216	224	270	170	220	140	253	345	189	2791
1989	306	246	217	206	265	271	139	236	181	543	269	171	3050
1990	520	207	362.5	300	155	387	94	187	212	356	492	142	3414.5
1991	197	138	469	257	65	91	124	57	132	554	494	172	2750
1992	96	73	247	163	116	102	59	177	127	136	121	203	1620
1993	370	144	507	315	278	60	82	74	83	176	110	120	2319
1994	56	102	70	567	374	174	97	143	93	171	100	168	2115
1995	166	283	479	448	306	184	68	52	47	85	210	317	2645
1996	232	214	242	279	221	146	115	260	231	212	144	147	2443
1997	197	452	264	143	244	117	33	120	294	209	284	367	2724
1998	343	325	271	245	199	60	68	131	83	159	535	210	2629
1999	201	332	118	222	270	129	158	85	154	304	164	250	2387
2000	130	90	357	366	134	86	133	192	236	105	155	164	2148
2001	353	160	453	342	239	95	195	60	174	142	110	348	2671.1
2002	216	180.4	201	269	293	126	186	228	266	404	323	253	2945.4
2003	384	214	437	255	86.2	344	227	303	315	248	411	259	3483.2
2004	95	236	308	248	465	473	295	333	358	579	464	774	4628
2005	310	337	492	434	602	398	316	163	83	231	258	279	3903
2006	239	250	314	433	309	315	296	308	235	329	345	441	3814
2007	439	67	339	287	270	161	264	208	275	200	201	256	2967
2008	153	228	228	182	242	185	148	143	87	119	190	176	2081
2009	168	187	225	181	154	119	154	119	114	169	135	138	1863
2010	189	139	133	154	231	169	170	160	154	190	188	131	2008
2011	170	145	205	144	145	154	153	157	167	180	213	209	2042
2012	189	427	171	188	159	125	68	110	155	149	158	200	2099
<b>Promedio</b>	<b>240.3</b>	<b>224.9</b>	<b>295.8</b>	<b>273.3</b>	<b>235.3</b>	<b>184.5</b>	<b>156.1</b>	<b>165.9</b>	<b>182.6</b>	<b>245.6</b>	<b>262.1</b>	<b>242.7</b>	
<b>Máximo</b>	520	452	507	567	602	473	316	333	358	579	535	774	
<b>Mínimo</b>	56	67	70	143	65	60	33	52	47	85	100	120	

Fuente: (SENAMHI, 2019).

Según los registros obtenidos, para el año promedio, se tiene una precipitación total anual igual a 2709.2 mm, donde se evidencian lluvias durante todo el año, siendo la máxima en el mes de marzo con 195.8 mm y la mínima en el mes de julio con 156.1 mm; además, los meses con menos cantidad de lluvias sucedieron en los meses de julio y agosto con valores de 156.1 y 165.9 mm respectivamente.

Figura N° 16. Precipitación del año promedio (1986 - 2012)



Fuente: (SENAMHI, 2019).

#### 4.4.3. Geología

Según el (IGP, 2019), el origen litológico del ámbito de la zona de ocurrencia del derrame muestra una combinación de caracteres geológicos, climatológicos e hidrológicos, cuyo desarrollo se ha dado durante la era cenozoica, que se caracterizan por poseer rocas sedimentarias. El área de estudio está conformada por depósitos eólicos, aluviales fluviales, morrenas, fluvioglaciares, según se detalla en la siguiente tabla (Mapa N° 3).

Tabla N° 21. Descripción de unidades geológicas

Era	Sistema	Serie	Unidades Estratigráficas	Símbolo	Descripción
Cenozoico	Cuaternario	Holoceno	Continental	Qh-c	Depósitos eólicos, aluviales fluviales, morrenas, fluvioglaciares.
		Pleistoceno		Qpl-c	

Fuente: (IGP, 2019).

#### 4.4.4. Suelos y capacidad de uso mayor de suelos

##### A. Suelos

Según el (IGP, 2019), Loreto se caracteriza por presentar una gran variedad de tipo de suelos. En las visitas de campo realizadas se hizo el reconocimiento de los tipos de suelo, encontrando que poseen 2 asociaciones de suelos denominados Gleysol éutrico (FLe - Gle) y Histosol fíbrico (GLd - HSf), que presentan pH con tendencia ácida, son arcillosos y se encuentran permanentemente cubiertos de agua, de acuerdo se muestra a continuación (Mapa N° 4):



Tabla N° 22. Tipos de suelo

Serie taxonómica	Símbolo	Descripción
Gleysol éutrico	FLe - Gle	Desarrollados a partir de materiales aluviales y fluviales finos, ubicados en zonas depresionadas y generalmente están saturados con agua, cuyo pH varía de 4.5 a 6. Asociados con la presencia del subsuelo poco permeable (de tipo arcilla) y drenaje pobre.
Histosol fíbrico	GLd - HSf	Suelos orgánicos formados a partir de restos de especies vegetales hidrofíticas, con pH entre 3.5 a 5 con contenido de materia orgánica mayor al 40% y se distribuyen en terrazas muy pobremente drenadas.

Fuente: (IGP, 2019).

### B. Capacidad de uso mayor de suelos

Se utilizó el sistema de Clasificación de Capacidad de Uso Mayor, según lo establecido en el Reglamento de Clasificación de Tierras según Decreto Supremo N° 0062/75-AG y su ampliación establecida por la ONERN en 1995, encontrándose un tipo denominado “F3w - X” que se caracterizan por ser tierras aptas para producción forestal, de limitado drenaje y calidad agrológica media.

Tabla N° 23. Capacidad de uso mayor de suelos

Símbolo	Descripción
F3w - X	Tierras aptas para producción forestal, limitado drenaje, calidad agrológica media.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

#### 4.4.5. Geomorfología

La planicie amazónica en Loreto está constituida por una zona de agradación fluvial conocida como cuenca Marañón y según la cartografía digital del (MINAM, 2019), el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame posee un relieve llano a una altitud de 0.00 msnm, compuestas de sedimentos de origen fluvial. Asimismo, de las visitas de campo efectuadas se identificaron que la geomorfología existente es tipo Planicie, cuyos terrenos están cubiertos por aguajales y pantanos y están formados por suelos arcillosos en su mayoría.

#### 4.4.6. Zonas de vida

Las zonas de vida son conjuntos de asociaciones que naturalmente presentan grupos de ecosistemas o asociaciones vegetales que comparten características semejantes tales como rangos de temperatura, precipitación y humedad, de tal forma que se pueden definir divisiones balanceadas de los parámetros climáticos para agruparlos (Ulate, 2011). Para

identificar las zonas de vida y las formaciones ecológicas del ámbito de la zona de ocurrencia del derrame, se tomó como referencia el PAMA del ONP (Petroperú S.A., 1995), encontrándose la zona de vida “Bosque Húmedo Tropical (bh - T)”, rodeadas de aguajales, pantanos y cochas (Mapa N° 5).

- **Bosque húmedo Tropical (bh - T)**

Se caracteriza por contar con bosques que se encuentran en constante movimiento y transformación de materia y energía en el tiempo y espacio, situados en la selva baja (por debajo de los 350 msnm). La biotemperatura media anual máxima es de 25.7° C, y el promedio de la precipitación total anual es de 1916 mm. Las áreas suaves o planas se distribuyen a lo largo de grandes y sinuosos ríos amazónicos, con suelos por lo general profundos y ácidos, de arcillas de naturaleza caolinita de coloraciones rojas a amarillas.

#### **4.4.7. Ecosistemas y medio biológico**

En el capítulo “IV Caracterización del Ambiente”, ítem “B. Medio Biológico” del PAMA del ONP, se señala que el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame posee 2 tipos de ecosistemas: (i) acuáticos; y, (ii) terrestres. Cabe mencionar que, los parámetros climáticos de precipitación, humedad, temperatura, entre otros, la fisiografía y condiciones edáficas condicionan el desarrollo de una diversa composición florística, constituyendo ecosistemas vegetales complejos que albergan una amplia fauna y flora.

##### **A. Ecosistemas**

###### **a. Ecosistemas acuáticos**

Corresponden a zonas inundables estacionales y permanentes, constituidos principalmente por 2 sistemas: (i) lótico: río Cuninico y su red de drenaje; y, (ii) léntico, incluye lagunas fluviales (cochas), aguas retenidas temporales (cochas estacionales) y aguas retenidas permanentes (aguajales). Estos cuerpos de agua albergan una gran variedad de organismos, desde microscópicos (bacterias, hongos y algas unicelulares) hasta organismos grandes de flora y fauna que poseen los siguientes niveles tróficos:

- *Descomponedores:* Bacterias y hongos saprófitos que ocupan el fondo o bentos de los cuerpos hídricos, encargados de degradar los desechos y convertirlos en nutrientes.
- *Productores:* Conformados por microalgas y plantas vasculares.
- *Consumidores:* En el primer orden se encuentran el zooplancton y organismos fitoplanctófagos; en el segundo orden, los zooplanctófagos, insectos, crustáceos y peces; y en el tercero, carnívoros y piscívoros.

(i) *Ecosistemas inundables estacionales*

Se caracterizan por poseer suelos temporalmente inundables y vegetación ribereña bastante heterogénea como cético, caña brava, capirona y pájaro bobo, que proveen material alóctono como frutos, brotes, insectos y larvas a las especies de fauna acuática omnívora, especialmente a peces durante la época de creciente. Los peces frugívoros en sus habituales desplazamientos dispersan semillas que dan lugar a nuevas plantas, completando el ciclo en la dinámica de estos ecosistemas. En época creciente (inundables) estos ambientes son ocupados por diversa fauna como majaz, ronsoco, añuje, sajino, huangana y algunos reptiles.

(ii) *Ecosistemas inundables permanentes*

Se caracterizan por presentar suelos permanentemente inundados con una vegetación dominada por palmeras de la especie *Mauritia flexuosa* (formación vegetal conocida como aguajales) y que proveen de frutos, brotes e insectos a los peces que los habitan, siendo los de mayor diversidad los peces ornamentales. La cadena trófica en estos ecosistemas está constituida por productores (palmeras, hierbas, arbustos y árboles), consumidores primarios (invertebrados y peces iliófagos), consumidores secundarios (peces omnívoros y carnívoros), anfibios, reptiles, aves y mamíferos.

**b. Ecosistemas terrestres**

En estos ambientes la vegetación es menos densa, con árboles grandes cargados de epífitas, lianas, bejucos, musgos, líquenes y con grandes copas, que constituyen el estrato dominante, los que albergan a fauna muy diversa tales como mamíferos

(primates, edentados, carnívoros, quirópteros), aves (loros, guacamayos, tucanes, pavos, mirlos, paucares), reptiles (ofidios, salamandras), anuros (ranas) entre otros. En los estratos inferiores habitan especies como aves trepadoras, carpinteros, hormigueros, picaflores, entre otros; así como una gran variedad de invertebrados (mariposas, libélulas, comejenes, abejas, avispa, hormigas, celeópteros, dípteros). Los productores, consumidores y descomponedores en estos ecosistemas viven en estrecha interdependencia a través de la polinización y dispersión de semillas, las cuales son realizadas por especies de micro y macro fauna cumpliendo el rol que les corresponde en la dinámica de este ecosistema.

## **B. Medio biológico**

### **a. Flora**

La composición florística se distribuye en la formación del llano amazónico caracterizado por fisiografías de llanuras inundables y áreas pantanosas con presencia de grandes cuerpos de agua que condicionan el tipo de vegetación y fauna de la zona. La vegetación predominante se caracteriza por presentar formaciones vegetales propias de las zonas hidromórficas tales como “aguajales” con abundancia de palmeras de aguaje (*Mauritia flexuosa*) asociados con otras especies de menor tamaño conocidos como uvilla (*Pourouma sp.*), unguurahui (*Jessenia webwebaueri*) y en forma aislada se encuentran bosques pequeños dispersos de composición mixta de árboles y palmeras. Estructuralmente están conformados por un gran número de especies de portes delgados y de tamaño inferior a 20 metros, en donde se establece una dinámica de crecimiento basado en la competencia interespecífica para ganar espacio, razón por la cual algunas no alcanzan un mayor diámetro, constituyendo finalmente una formación de “varillares”.

Por otro lado, en las áreas de palmeras se observa una diversidad de especies con alta, media y baja densidad, mientras que en áreas no inundables la vegetación es más frondosa con una composición conformada por oje (*Ficus sp.*), topa (*Ochroma sp.*), sapote (*Matisia sp.*), guacapú (*Anthodiscus sp.*), capirona (*Calycophyllum sp.*), palo sangre (*Pterocarpus sp.*), bolaina (*Guazuma sp.*), caoba (*Swetwnia macrophylla*), lupuna (*Chorisia sp.*), aceituna (*Vitex sp.*), pashaco (*Macrolobium sp.*), remo caspi

(*Aspidosperma excelsum*), catahua (*Hura crepitans*), yacushapana (*Inga sp.*), lagarto caspi (*Calophyllum brasiliensis*), chonta (*Euterpe sp.*), ungurahui (*Jessenia batalla*), aguaje (*Mauritia flexuosa*), huito (*Genipa americana*), pájaro bobo (*Tessania integrifolia*), tangarana (*Triplaris sp.*) y shimbillo (*Inga sp.*).

#### **b. Fauna**

La fauna terrestre presenta especies tales como sachavaca (*Tapirus terrestris*), sajino (*Tayassu tajacu*), majaz (*Agouti paca*), añuje (*Dasyprocta variegata*), ronsoco (*Hydrochaeris hydrochaeris*), huangana (*Tayassu*); diversas especies de monos tales como mono choro (*Lagothrix lagothricha*), maquisapa (*Ateles belzebuth*) y coto mono (*Alouatta siniculus*); reptiles como boa (*Boa constrictor*), mantona (*Epicratescenchria*), jergón (*Bothropsatrox*), loro machaco (*Bothrops bilineatus*), naca naca (*Micrurus sp.*), afaninga (*Chironeus carinatus*) y shushupe (*Lachesis muta*); quelonios como motelo (*Geochelone denticulata*); y, diversas aves, siendo las más representativas gallinazo (*Cathartes sp.*), pucacunga (*Penélope sp.*), guacamayo (*Ara ararauna*), tucán (*Rhanphartos cuvieri*) y carpintero (*Campephilus sp.*).

También existe gran variedad de fauna en el medio acuático, entre estas especies de mustélidos como nutria (*Lutra incarum*); reptiles como lagarto blanco (*Caiman crocodilus*), mata mata (*Chelys fimbriatus*), taricaya (*Podocnemis unifilis*), charapa (*Podocnemis expansa*), cupiso (*Podocnemis extuberculata*); y, peces como paiche (*Arapaima gigas*), dorado (*Pseudoplatystoma flavicans*), paco (*Piaractus brachypomus*), doncella (*Pseudoplatystoma fasciatum*), gamitana (*Coossomama cropomum*), corvina (*Plagioscion sp.*), boquichico (*Prochilodus nigricans*), palometa (*Mylossoma duriventris*), bagre (*Pimelodus sp.*) y anguila (*Electrophorus electricus*).

#### **4.4.8. Áreas Naturales Protegidas (ANP)**

Según la cartografía digital del (SERNANP, 2019), el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame se encuentra dentro de la Zona de Amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria (en adelante, ZARNPS) y a una distancia de 5.7 KM aproximadamente de la Reserva Nacional propiamente dicha (Mapa N° 6).

La Reserva Nacional Pacaya Samiria (en adelante, RNPS) forma parte del Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (en adelante, SINANPE) y es un área de uso directo destinado a la conservación de la diversidad biológica, utilización sostenible de recursos de flora y fauna terrestre y acuática y de belleza escénica característica del bosque húmedo tropical (SERNANP, 2009). La RNPS se encuentra ubicada en el departamento de Loreto y abarca las provincias de Alto Amazonas, Ucayali, Loreto y Requena; al interior se distinguen 3 cuencas hidrográficas, de los ríos Samiria, Pacaya y Yanayacu Pucate. Fue establecida oficialmente en el año 1972 con una superficie de 1478.79 hectáreas, superficie que fue ampliada en 1982 hasta las 2 080 000 hectáreas (Decreto Supremo N° 016-82-AG), representando aproximadamente el 6% del departamento de Loreto y el 1,5% de la superficie nacional. Por otro lado, la ZARNPS comprende una franja de aproximadamente 10 KM de ancho que circunda al área, al margen izquierdo del río Marañón, al norte de la reserva y al margen derecho del río Ucayali (al este). Se amplía en el sector del canal de Puinahua hasta el Ucayali con una extensión de 20 KM. De igual forma, tiene la misma amplitud en el sector oeste, en la divisoria de aguas y en el sector suroeste, a fin de prevenir actividades humanas que pudieran afectar la calidad del recurso hídrico que se origina en este lugar.

#### 4.5. Diagnóstico socioeconómico y cultural

##### 4.5.1. Población

Según el (INEI, 2017), Loreto posee una población de 1 039 372 habitantes aproximadamente al año 2017; mientras que el distrito Urarinas, tiene un total de 14 716 habitantes. En las siguientes tablas se muestra el detalle de la población del distrito Urarinas y los principales indicadores sociales del departamento de Loreto:

Tabla N° 24. Población a nivel distrital del departamento de Loreto

Ubigeo	Departamento, Provincia y Distrito	2013			2015			2017		
		Total	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer	Total	Hombre	Mujer
<b>160000</b>	<b>LORETO</b>	<b>1 018 160</b>	<b>531 538</b>	<b>486 622</b>	<b>1 028 968</b>	<b>537 202</b>	<b>491 766</b>	<b>1 039 372</b>	<b>542 646</b>	<b>496 726</b>
<b>160300</b>	<b>Loreto</b>	<b>70 115</b>	<b>38 564</b>	<b>31 551</b>	<b>70 689</b>	<b>38 952</b>	<b>31 737</b>	<b>71 232</b>	<b>39 323</b>	<b>31 909</b>
160301	Nauta	30 342	15 894	14 448	30 225	15 815	14 410	30 086	15 723	14 363
160302	Parinari	7427	4035	3392	7348	3990	3358	7264	3942	3322
160303	Tigre	8285	4522	3763	8356	4561	3795	8421	4596	3825
160304	Trompeteros	9986	6668	3318	10 362	6981	3381	10 745	7301	3444
<b>160305</b>	<b>Urarinas</b>	<b>14 075</b>	<b>7445</b>	<b>6630</b>	<b>14 398</b>	<b>7605</b>	<b>6793</b>	<b>14 716</b>	<b>7761</b>	<b>6955</b>

Fuente: (INEI, 2017).

Tabla N° 25. Indicadores sociales del departamento de Loreto

Variable/ Indicador	Censo 2015		Censo 2017		Crecimiento promedio anual	
	Cifras absolutas	%	Cifras absolutas	%	Absoluto	Tasa (%)
<b>TERRITORIO</b>						
Superficie (km <sup>2</sup> )	368 852	-	368 852	-	-	-
Densidad poblacional (Hab/km <sup>2</sup> )	2.7	-	2.8	-	-	-
<b>POBLACIÓN</b>						
<b>Población censada</b>	<b>995 355</b>	<b>-</b>	<b>1 039 372</b>		<b>3144</b>	<b>0.3</b>
Hombre	512 082	51.4	542 646	52.2	2183	0.4
Mujer	483 273	48.6	496 726	47.8	961	0.2
<b>Población por grandes grupos de edad</b>						
0-14	359 323	36.1	371 056	35.7	838	0.2
15-64	600 199	60.3	630 899	60.7	2193	0.4
65 y más	35 833	3.6	37 417	3.6	113	0.3
<b>Población por área de residencia</b>						
Urbana	646 981	65	717 167	69	5013	0.7
Rural	348 374	35	322 205	31	-1869	-0.5
<b>Población adulta mayor (60 y más años)</b>	<b>30 202</b>	<b>4.4</b>	<b>51 270</b>	<b>4.9</b>	<b>1505</b>	<b>3.8</b>
<b>ESTADO CIVIL O CONYUGAL (12 y más años)</b>						
Conviviente	330 458	33.2	346 111	33.3	1118	0.3
Separado	16 921	1.7	17 669	1.7	53	0.3
Casado	214 997	21.6	222 426	21.4	531	0.2
Viudo	21 898	2.2	20 787	2	-79	-0.4
Divorciado	2642	0.3	3118	0.3	34	1.2
Soltero	408 096	41	429 261	41.3	1512	0.4

Fuente: (INEI, 2017).

Además, las comunidades nativas más cercanas al ámbito del punto de ocurrencia del derrame son Guineal y Cuninico:

Tabla N° 26. Comunidades Nativas de la zona de estudio

Comunidad Nativa	Guineal	Cuninico
<b>Población Total</b>	140	486
<b>Estado</b>	Titulada	Por titular
<b>Familia Lingüística</b>	Shimaco	Tupi - Guaraní
<b>Pueblo Indígena</b>	Urarina	Cocama - Cocamilla (kukama - kukamiria)
<b>Número de Familias</b>	25	137
<b>Número de escolares</b>	56	172
<b>Año de inscripción</b>	1994	2009
<b>Resolución de Inscripción</b>	N° 073-94-CTAR-DRA	N° 402-2009-GRL-DRA-L
<b>Resolución de Titulación</b>	N° 149-94-CTAR-DRA	--
<b>Área demarcada titulada</b>	3 079.74 m <sup>2</sup>	--
<b>Escuela primaria</b>	Si	Si
<b>Escuela secundaria</b>	No	Si
<b>Puesto de Salud</b>	No	No
<b>Tipo de Centro de Salud</b>	No	No
<b>Productos en venta</b>	Plátano, fibra de piasaba y carne de monte.	Aguaje, pescado y maíz.

Fuente: (IBC, 2016).

Adicionalmente, las construcciones de algunas viviendas son generalmente rústicas, a base de materiales del departamento; los techos son de material “yarina, palmiche y calamina o mezcla de materiales”; y, las maderas empleadas provienen de las especies de capirona, cedro blanco y rojo, requia, bolaina, entre otros. En algunos casos los pisos son emponados o de tablas sobre pilotes, encementados y de tierra apisonada, es decir, su arquitectura responde a los requerimientos climáticos (Mapa N° 7).

#### 4.6. Resumen de las características generales y acciones verificadas por el OEFA en el ámbito de estudio

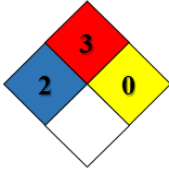

En la siguiente tabla se muestran las características generales del ámbito de estudio y propiamente dichas del producto derramado (petróleo).

Tabla N° 27. Características generales del ámbito de ocurrencia del derrame de petróleo

N°	Características	Descripción
1	Ubicación	Entre las Estaciones N° 1 y N° 5 del Tramo I del ONP (KM 41+833), en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, distrito Urarinas, provincia y departamento de Loreto.
2	Datos del derrame	<b>Fecha y hora del derrame:</b> 30 de junio del 2014 / 13:09 horas aprox. <b>Área afectada:</b> 87 000 m <sup>2</sup> (8.7 hectáreas) de suelos. Durante la segunda supervisión se identificó que 42 000 m <sup>2</sup> (48%) correspondían al Canal de Flotación y 45 000 m <sup>2</sup> (52%) a la margen izquierda del punto de falla (KM 41+833 del ONP). Afectó cuerpos de agua: Canal de Descarga y de Flotación y río Cuninico; y a la flora y fauna del ámbito de la comunidad. <b>Volumen derramado:</b> 2660 barriles (equivale a 111 720 galones/422 906 litros).
3	Clima	“Selva Tropical Muy Húmeda”, que se caracteriza por ser muy lluvioso, cálido, muy húmedo y con abundantes precipitaciones durante todo el año, con temperatura media superior a 18°C y precipitación anual superior a 750 mm.
4	Hidrografía	Limitada por 2 ríos: Cuninico al sureste y Marañón al sur (el río Cuninico es un afluente del Marañón) y por diversos cuerpos de agua como aguajales, cochas y diversas quebradas estacionales.
5	Zonas de vida	Bosque Húmedo Tropical (bh - T), rodeados de aguajales, pantanos y cochas.
6	Flora	Aguajales con abundancia de palmeras de aguaje ( <i>Mauritia flexuosa</i> ), uvilla ( <i>Pourouma sp.</i> ), ungurahui ( <i>Jessenia webbaueri</i> ), oje ( <i>Ficus sp.</i> ), topa ( <i>Ochroma sp.</i> ), sapote ( <i>Matisia sp.</i> ), guacapú ( <i>Anthodiscus sp.</i> ), capirona ( <i>Calycophyllum sp.</i> ), palo sangre ( <i>Pterocarpus sp.</i> ), bolaina ( <i>Guazuma sp.</i> ), caoba ( <i>Swetwnia macrophylla</i> ), lupuna ( <i>Chorisia sp.</i> ), aceituna ( <i>Vitex sp.</i> ), pashaco ( <i>Macrolobium sp.</i> ), remo caspi ( <i>Aspidosperma excelsum</i> ), catahua ( <i>Hura crepitans</i> ), yacushapana ( <i>Inga sp.</i> ), lagarto caspi ( <i>Calophyllum brasiliensis</i> ), chonta ( <i>Euterpe sp.</i> ), ungurahui ( <i>Jessenia batalla</i> ), aguaje



		( <i>Mauritia flexuosa</i> ), huito ( <i>Genipa americana</i> ), pájaro bobo ( <i>Tessania integrifolia</i> ), tangarana ( <i>Triplaris sp.</i> ) y shimbillo ( <i>Inga sp.</i> ).
7	Fauna	<p><b>Fauna terrestre:</b> Sachavaca (<i>Tapirus terrestris</i>), sajino (<i>Tayassu tajacu</i>), majaz (<i>Agouti paca</i>), añuje (<i>Dasyprocta variegata</i>), ronsoco (<i>Hydrochaeris hydrochaeris</i>), huangana (<i>Tayassu</i>), mono choro (<i>Lagotrix lagotricha</i>), maquisapa (<i>Ateles belzebuth</i>) y coto mono (<i>Alouatta siniculus</i>), boa (<i>Boa constrictor</i>), mantona (<i>Epicratescenchria</i>), jergón (<i>Bothropsatrox</i>), loro machaco (<i>Bothrops bilineatus</i>), naca naca (<i>Micrurus sp.</i>), afaninga (<i>Chironeus carinatus</i>) y shushupe (<i>Lachesis muta</i>); quelonios como motelo (<i>Geochelone denticulata</i>), gallinazo (<i>Cathartes sp.</i>), pucacunga (<i>Penélope sp.</i>), guacamayo (<i>Ara ararauna</i>), tucán (<i>Rhanphartos cuvieri</i>) y carpintero (<i>Campephilus sp.</i>).</p> <p><b>Fauna acuática:</b> Nutria (<i>Lutra incarum</i>), lagarto blanco (<i>Caiman crocodilus</i>), mata mata (<i>Chelys fimbriatus</i>), taricaya (<i>Podocnemis unifilis</i>), charapa (<i>Podocnemis expansa</i>), cupiso (<i>Podocnemis extuberculata</i>), paiche (<i>Arapaima gigas</i>), dorado (<i>Pseudoplatystoma flavicans</i>), paco (<i>Piaractus brachypomus</i>), doncella (<i>Pseudoplatystoma fasciatum</i>), gamitana (<i>Coossomama cropomum</i>), corvina (<i>Plagioscion sp.</i>), boquichico (<i>Prochilodus nigricans</i>), palometa (<i>Mylossoma duriventris</i>), bagre (<i>Pimelodus sp.</i>) y anguila (<i>Electrophorus electricus</i>).</p>
8	Estratigrafía y litología	<p><b>Tipo de suelos:</b> “Fluvisol éútrico” conformados por depósitos aluviales y rocas sedimentarias. Suelos fértiles y de baja permeabilidad, con contenido de materia orgánica que disminuye irregularmente con la profundidad que se mantiene por encima del 0,35% hasta una profundidad de 125 centímetros.</p> <p><b>Capacidad de uso mayor de suelos:</b> “F3w - X” - Tierras aptas para la producción forestal, limitado drenaje y calidad agrológica media.</p> <p><b>Geomorfología:</b> “Tipo Planicie”. Terrenos cubiertos por aguajales y pantanos y formados por suelos principalmente arcillosos.</p>
9	ANP y ZA	Dentro de la Zona de Amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria, a una distancia aproximada de 5.7 KM de la reserva propiamente dicha.
10	Propiedades Físico – químicas del producto derramado	<p><b>Producto derramado:</b> “Petróleo crudo”, conocido como una mezcla altamente compleja de hidrocarburos que contiene cantidades variables de impurezas tales como oxígeno, nitrógeno, azufre y metales como hierro, cobre, níquel, vanadio (Secretaría de Salud del Estado de Veracruz, 2016).</p> <p><b>Medio de transporte:</b> Sistema de tuberías del Tramo I del ONP, de 24 pulgadas (24”) de diámetro.</p> <p><b>Peso específico:</b> 0.905.</p> <p><b>Viscosidad:</b> 52 centistokes (52 CST).</p> <p><b>Temperatura:</b> 18°C.</p> <p><b>Densidad:</b> 25° API aproximadamente. (Petroperú S.A., 1974, págs. 2-1), considerado como petróleo de densidad media (Venología, 2017).</p>

11	Peligros del producto derramado	<p>Según (NFPA 704, 2017) y la MSDS de (Conoco Phipplips, 2013), el petróleo crudo está clasificado:  <b>Salud:</b> 2 “peligroso” (azul).  <b>Inflamabilidad:</b> 3 “debajo de 37°C” (rojo).  <b>Reactividad:</b> 0 “estable” (amarillo).</p> <div style="text-align: center;">   </div>
12	Toxicología del producto derramado (Murphy Expro, 2012)	<p><b>Carcinogenicidad:</b> Categoría 1A (carcinógeno para el hombre).  <b>Mutagenicidad:</b> Categoría 1B (inducen mutaciones hereditarias en células germinales humanas).  <b>Toxicidad para la reproducción:</b> Categoría 2 (susceptible de perjudicar la fertilidad o dañar al feto).  <b>Lesiones oculares y cutáneas graves:</b> Categoría 2B (irritante para ojos y piel).  <b>Otras características:</b> Puede provocar daños en los órganos tras exposiciones prolongadas o repetidas y es tóxico por inhalación.</p>

Fuente: Elaboración propia, 2019.

#### 4.6.1. Acciones de remediación verificadas por el OEFA

El cumplimiento de las acciones de remediación de los componentes ambientales afectados fue verificado por el OEFA en las últimas supervisiones ambientales. El 26 de setiembre de 2014, Petroperú presentó la modificación del “Plan de Acción Versión 01. Rev 1” al “Plan de Acción Versión 01. Rev 2”, que contiene la programación de actividades ambientales, tales como (OEFA, 2015, págs. 178-180):

- (I) Confinamiento y recuperación de petróleo derramado;
- (II) Limpieza y remediación de áreas afectadas;
- (III) Traslado y disposición temporal o final de material contaminado;
- (IV) Restauración de fauna habitable en el Canal de Flotación; y,
- (V) Monitoreos ambientales participativos con organismos fiscalizadores (agua y suelos), de acuerdo se muestra en la siguiente tabla.

Tabla N° 28. Cronograma de actividades ambientales del Plan de Acción Versión 01. Rev 2 (Nuevo cronograma)

ID	Actividad	2014																2015																															
		JUL				AGO				SEP				OCT				NOV				DIC				ENE				FEB				MAR															
		S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4												
<b>I) CONFINAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DERRAMADO</b>																																																	
1.1	Confinamiento del producto derramado utilizando barreras de contención	→																																															
1.2	Recuperación de crudo emulsionado en cilindros	→				→				→				→																																			
1.3	Recuperación de emulsión de agua de lavado en cilindros									→				→																																			
1.4	Habilitación del viaducto para transporte de sacos contaminados	→				→																																											
1.5	Trasteo de cilindros vía aérea entre punto de contingencia hasta orillas del río Marañón					→				→				→																																			
1.6	Trasteo de cilindros vía fluvial desde el río Marañón hasta la Estación N° 5									→				→				→																															
<b>II) LIMPIEZA Y REMEDIACIÓN DE ÁREAS AFECTADAS</b>																																																	
2.1	Limpieza del área, realizada por cuadrillas del personal contratado	→				→				→				→																																			
2.2	Embolsado de sacos con material contaminado	→				→				→				→																																			
2.3	Transporte desde áreas afectadas hacia punto de acopio en el KM 41	→				→				→				→																																			
2.4	Traslado de sacos desde KM 41 hasta cruce del río Cuninico					→				→				→				→																															
2.5	EKO GRID									→				→				→				→				→				→				→				→				→				→			
<b>III) TRASLADO Y DISPOSICIÓN TEMPORAL O FINAL DE MATERIAL CONTAMINADO</b>																																																	
3.1	Habilitación del almacén temporal de residuos sólidos peligrosos en la Estación N° 5, de requerirse					→																																											
3.2	Retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado					→				→				→				→																															
<b>IV) RESTAURACIÓN DE FAUNA HABITABLE EN EL CANAL DE FLOTACIÓN</b>																																																	
4.1	Contratación de Servicio de Evaluación Ambiental y Social de la zona afectada					→																																											
4.2	Evaluación Ambiental y Social de acuerdo al contrato (ERM)					→				→				→				→																															
4.3	Ejecución y puesta en marcha del Programa de Restauración propuesto por la Compañía Especialista									→				→				→																															
4.4	Monitoreo y evaluación pos-restauración																	→				→																											
<b>V) MONITOREOS AMBIENTALES PARTICIPATIVOS CON ORGANISMOS FISCALIZADORES (AGUA Y SUELOS)</b>																																																	
5.1	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) inmediatamente ocurrida la contingencia ambiental	→																																															
5.2	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) durante los trabajos de limpieza y remediación	→				→																																											
5.3	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) posterior a los trabajos de limpieza y remediación																	→				→																								→			

Fuente: Adaptado de (OEFA, 2015, pág. 180).

Tabla N° 29. Avances de las acciones de remediación verificadas por el OEFA

ID	Actividades del Plan de Acción de Petroperú	Descripción del cumplimiento de las acciones verificadas por el OEFA	Avance
<b>I) CONFINAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DERRAMADO</b>			
1.1		Confinamiento del producto derramado utilizando barreras de contención	100%
1.2		Recuperación de crudo emulsionado en cilindros	100%
1.3		Recuperación de emulsión de agua de lavado en cilindros	100%
1.4		Habilitación del viaducto para transporte de sacos contaminados	100%
1.5		Trasteo de cilindros vía aérea entre punto de contingencia hasta orillas del río Marañón	100%
1.6		Trasteo de cilindros vía fluvial desde el río Marañón hasta la Estación N° 5	100%
<b>II) LIMPIEZA Y REMEDIACIÓN DE ÁREAS AFECTADAS</b>			
2.1		Limpieza del área, realizada por cuadrillas del personal contratado	100%
2.2		Embolsado de sacos con material contaminado	100%
2.3		Transporte desde áreas afectadas hacia punto de acopio en el KM 41	100%
2.4		Traslado de sacos desde KM 41 hasta cruce del río Cuninico	100%
2.5	EKO GRID	En el Informe de Culminación de Actividades se indicó que el sistema EKO GRID fue instalado la primera semana de noviembre de 2014 y que estaría previsto mantenerlo hasta junio de 2015, mes en la que la Consultora Environmental Resources Management (ERM) indicó que debía realizarse un nuevo monitoreo de aguas superficiales y suelos. Sin embargo, al 21 de setiembre del 2015, Petroperú no presentó medios probatorios que avalen la culminación de esta técnica.	65%
<b>III) TRASLADO Y DISPOSICIÓN TEMPORAL O FINAL DE MATERIAL CONTAMINADO</b>			
3.1		Habilitación del almacén temporal de residuos sólidos peligrosos en la Estación N° 5, de requerirse	100%
3.2	Retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado	En el Informe de Culminación de Actividades, se indicó que Petroperú contrató a la Compañía Bruner para que realice el servicio de recolección, transporte y disposición final de material contaminado producto del derrame y que el servicio culminó el 6 de marzo del 2015 con la disposición de 140 342 sacos con residuos peligrosos (suelo y maleza), equivalentes a más de 2 114,54 toneladas.	93%
<b>IV) RESTAURACIÓN DE FAUNA HABITABLE EN EL CANAL DE FLOTACIÓN</b>			
4.1		Contratación de Servicio de Evaluación Ambiental y Social de la zona afectada	100%
4.2	Evaluación Ambiental y Social de acuerdo con el contrato (ERM)	La consultora ERM ingresó 2 veces a la zona donde ocurrió el derrame: (i) Fase I, evaluación preliminar con fecha 13 de agosto del 2014; y, (ii) Fase II, muestreo y caracterización de campo (ambiental) y recopilación de información (social), donde tomaron muestras de agua, sedimentos y recursos hidrobiológicos en el área de potencial interés (Canal de Flotación, río Cuninico y parte de la desembocadura del río Marañón) y de suelos en este canal, así como también de calidad de aire en 2 puntos.	85%
4.3	Ejecución y puesta en marcha del Programa de Restauración propuesto por la Compañía Especialista	En el Informe de Culminación de Actividades, Petroperú no especificó las acciones a efectuar en el programa de restauración de flora y fauna (peces) habitable en el Canal de Flotación y la evaluación pos-restauración de este programa.	0%
4.4	Monitoreo y evaluación pos-restauración		0%
<b>V) MONITOREOS AMBIENTALES PARTICIPATIVOS CON ORGANISMOS FISCALIZADORES (AGUA Y SUELOS)</b>			
5.1		Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) inmediatamente ocurrida la contingencia ambiental	100%
5.2		Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) durante los trabajos de limpieza y remediación	100%
5.3	Análisis de suelos y aguas (áreas involucradas) posterior a los trabajos de limpieza y remediación	En el Informe de Culminación de Actividades se señaló que Petroperú efectuó, entre los meses de julio y diciembre del 2014, 11 monitoreos de aguas superficiales y suelos dentro del Canal de Flotación y ríos Cuninico y Marañón, contando con la participación de representantes de OEFA y comunidades de la zona.	80%

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 182-184).

De la tabla anterior, se observa que Petroperú no cumplió con ejecutar todas las actividades establecidas en su cronograma, que debieron iniciar y culminar en julio del 2014 y marzo del 2015, respectivamente. Debido a ello, el OEFA ordenó una medida correctiva que obra en la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI del 21 de setiembre del 2015, que tuvo la finalidad de que Petroperú proporcione información sobre la recuperación de la zona afectada y acreditar su cumplimiento:

**Medida Correctiva N° 1:**

<p><b>Obligación:</b></p> <p>Acreditar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales del Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma), a fin de garantizar el restablecimiento de las condiciones del área impactada a su estado natural en un tiempo razonable.</p>	<p><b>Plazo para el cumplimiento:</b></p> <p>6 meses, desde el día siguiente de notificada la presente resolución.</p>	<p><b>Forma y plazo para acreditar el cumplimiento:</b></p> <p>En un plazo no mayor de 20 días hábiles contados a partir del día siguiente de vencido el plazo para cumplir con esta medida correctiva, deberá presentar ante el OEFA un informe que detalle como mínimo lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Las áreas en m<sup>2</sup>, de la aplicación del sistema EKO GRID ubicadas en un plano legible y la cantidad de fracción de hidrocarburos actual en las zonas donde se aplicó este sistema. Esta información debe sustentarse en los resultados de análisis de un laboratorio acreditado por la autoridad competente y adjuntar los medios probatorios visuales (fotografías/videos fechados, con coordenadas UTM WGS).</li> <li>2. Los resultados de monitoreos efectuados en suelos y agua luego del 6 de marzo del 2015 en el Canal de Flotación y en su zona adyacente, en los ríos Cuninico y Marañón; toda vez que la Consultora ERM indica que el 12 de diciembre del 2014 se realizó el último monitoreo de suelos y agua superficial por Petroperú, a fin de hacer seguimiento al proceso de restauración. Estos monitores deberán señalar como mínimo el patrón de muestreo y no deberán exceder los ECA para suelo y ECA para agua vigentes a la fecha de su realización.</li> <li>3. Los resultados del primer monitoreo biológico de flora y fauna (peces) habitable en el Canal de Flotación, a fin de que acredite el cumplimiento del compromiso establecido en el ítem 4 del Plan de Acción (Versión 01. Revisión 02 - nuevo cronograma). Este monitoreo deberá incluir a la especie <i>Copaifera paupera</i> (Herzog) - Copaiba y ser comparados con la situación de flora y fauna habitable en el Canal de Flotación que no fue afectada por el derrame de petróleo (aguas arriba del KM 41+833 del ONP).</li> <li>4. Medios probatorios visuales (fotografías/videos fechados, con coordenadas UTM WGS) que acrediten que el retiro, transporte, tratamiento y/o disposición final de material contaminado ha sido realizado al 100% según el cronograma del nuevo Plan de Acción.</li> </ol> <p>En un plazo no mayor de 15 días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, deberá remitir al OEFA los 4 informes elaborados por la Consultora ERM sobre las 4 fases de la evaluación ambiental y social de: i) informe preliminar, ii) informe de caracterización, iii) estudios de riesgo a la salud y ambiente, iv) plan de acción pos-remediación.</p>
---	--	--

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 185).

Posteriormente, mediante Resolución Directoral N° 878-2016-OEFA/DFSAI el OEFA sancionó a Petroperú por el incumplimiento de la medida correctiva N° 1, debido a que no efectuó estas acciones ni sustentó la remediación ambiental, de acuerdo se detalla a continuación:

Ítem 1: Aplicación del EKO GRID

- Petroperú retiró el sistema de remediación EKO GRID (conformado por 13 filas de electrodos horizontales de 30 metros de largo, instalados de forma paralela cada 5 metros), ya que había sido utilizado sólo como Proyecto Piloto (abarcó un área de 1800 m<sup>2</sup>). Además, se verificó que la zona adyacente al Canal de Flotación estaba inundada debido a las intensas lluvias propias de la estación del año (a una profundidad de 2 metros aprox.) (OEFA, 2016, págs. 12-13).

Ítem 2: Resultados de monitoreos efectuados en el Canal de Flotación y su zona adyacente, y en los ríos Cuninico y Marañón (luego del 6 de marzo del 2015)

- Petroperú realizó los monitoreos de agua, suelo, sedimentos y recursos hidrobiológicos del 9 al 11 de noviembre del 2015 a través de la consultora SASSEL. De ello, se verificó que los parámetros de Hidrocarburos totales de petróleo, BETEX (benceno, tolueno y xileno) y PAH cumplen con los ECA para agua en el Canal de Flotación y en los ríos Cuninico y Marañón (OEFA, 2016, pág. 13).
- El 20 de abril del 2016, el OEFA tomó muestras de agua superficial (en 14 puntos): 7 muestras con remoción y 7 sin remoción de suelos (tomados entre los 150 y 500 metros del KM 41+833 del ONP). En 5 puntos se encontraron excesos de los ECA agua para los parámetros de Hidrocarburos totales de petróleo HTTP y Aceites y Grasas (OEFA, 2016, págs. 14-15):

Tabla N° 30. Resultados de los análisis de laboratorio de agua superficial (en 14 puntos)

Parámetros (mg/L)	148,3a	148,3a	148,3a	148,3a	148,3a	ECA <sup>(1)</sup>		ECA <sup>(2)</sup>
	ESP-2	ESP-4	ESP-6	ESP-8	ESP-10	D1	D2	
<b>Hidrocarburos totales de petróleo HTTP (C<sub>6</sub>-C<sub>40</sub>)</b>	5.6	1.28	61.79	--	85.41	--	--	<b>0.5</b>
<b>Hidrocarburos totales de petróleo HTTP (C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)</b>	5.6	1.28	61.79	--	85.41	--	--	
<b>Aceites y Grasas</b>	--	--	--	5.1	--	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>5</b>

(1) Decreto Supremo N° 015-2015-MINAM, ECA agua, Categoría 3 Riego de vegetales y bebida de animales – D1 Subcategoría D1 Vegetales de tallo bajo y alto y D2 Subcategoría D2 bebida de animales.

(2) Decreto Supremo N° 015-2015-MINAM, ECA agua, Categoría 4 Conservación del ambiente acuático – E2 Subcategoría E2 Ríos de la selva.

Adaptado por la tesista.

Fuente: (OEFA, 2016, pág. 15).

- En la última supervisión (junio del 2016), el OEFA tomó muestras de agua superficial y sedimentos en un total de 37 puntos (15 en agua superficial – muestreo espejo de agua, 8 en agua superficial – muestreo a profundidad, 7 en agua superficial – muestreo espejo de agua con remoción de sedimentos y 7 en sedimentos). En estos resultados

no se evidenciaron excesos, pero sí la presencia de hidrocarburos (OEFA, 2016, págs. 15-18).

### Ítem 3: Resultados del primer monitoreo biológico en flora y fauna (peces) habitable en el Canal de Flotación

- Del 7 al 11 de junio del 2016, el OEFA efectuó el monitoreo hidrobiológico y de flora en la zona de ocurrencia del derrame. Del monitoreo de flora se observó la presencia de 30 especies forestales, palmeras y flora acuática al borde del Canal de Flotación en proceso de recuperación. Además, se constató que la especie *Mauritia flexouosa* “Aguaje” tiene hojas amarillentas (decoloradas) y un total de 15 árboles talados del DDV (margen derecho del río Cuninico). Asimismo, se observaron que las especies “Cético”, “Ojé”, “Pichirina”, “Huasai” y “Gramalote” se encontraban en proceso de desarrollo; sin embargo, no se observó la reposición de la especie “Copaiba”, categorizada en “amenaza” (OEFA, 2016, págs. 19-21).
- Respecto del monitoreo hidrobiológico, Petroperú no acreditó su realización a fin de verificar el estado pos-remediación de la zona afectada debido a que: (i) no estableció una estación de control respecto a la influencia de las aguas que desembocan del Canal de Flotación al río Cuninico; (ii) excluyeron 6 especies de las 9 porque estas poseen valor de consumo alimentario, aun cuando se conoce que la presencia del parámetro HAPs influye en los procesos de biomagnificación a los consumidores (comunidades locales); (iii) no realizó un análisis a nivel de músculo de peces; (iv) realizó evaluaciones de macrobentos sólo en una sola zona y no en varias, más aun cuando estas se desarrollan en diferentes nichos y hábitats) (OEFA, 2016, págs. 24-25).

#### **4.6.2. Estado actual del ámbito de estudio**

De acuerdo a lo verificado por el OEFA y lo manifestado por la población afectada (portal web: (CAAAP, 2019), (Diario "El Comercio", 2014), (Mongabay, 2017), (Resumen Latinoamericano, 2016), (SERVINDI, 2016), (SPDA S. P., 2017), (UTERO, 2014), actualmente la zona afectada no ha sido remediada - rehabilitada en su totalidad de forma idónea, es decir, los suelos del ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico aún se

encuentran impregnados con petróleo, que después de 6 años se trata de un petróleo meteorizado (posee las fracciones de hidrocarburos más recalcitrantes). Entonces, se afectó los componentes ambientales (cuerpos de agua, suelos, flora y fauna) que pudieron dirigirse hacia otros componentes nuevos (inicialmente no impactados), tales como aguas subterráneas, otros cuerpos hídricos que se ubican aguas abajo, suelos y subsuelo aledaños; ello debido a que, el petróleo puede penetrar (infiltrarse), migrar (propagarse) y dispersarse (por transporte y distribución) en el ambiente por efecto de las lluvias intensas de la zona, pendiente del terreno, tipo y textura del suelo (arcillosos), entre otros (Instituto de Investigaciones Jurídicas, 1995).

En ese sentido, se propone ejecutar monitoreos de suelos antes de ejecutar algún método de remediación con organismos de inspección debidamente acreditados por el INACAL para conocer las concentraciones actuales de contaminantes provenientes del derrame de petróleo meteorizado. Estos trabajos de monitoreo y medidas de mitigación deben ser ejecutados en época de seca, que para la zona de estudio sería entre los meses de julio y agosto (ver análisis hidrológico).

#### **4.7. Datos generales de la emergencia ambiental**

##### **4.7.1. Reporte Final de Emergencias Ambientales presentado por Petroperú**

Petroperú, a través del Reporte Final de Emergencias Ambientales informó al OEFA que el 30 de junio del 2014 a la 1:00pm aprox. tomó conocimiento de un derrame de petróleo crudo, sucedido en la localidad de Cuninico, distrito Urarinas, provincia y departamento de Loreto (OEFA, 2015, págs. 5-6):



Figura N° 17. Información reportada por Petroperú del derrame de petróleo crudo



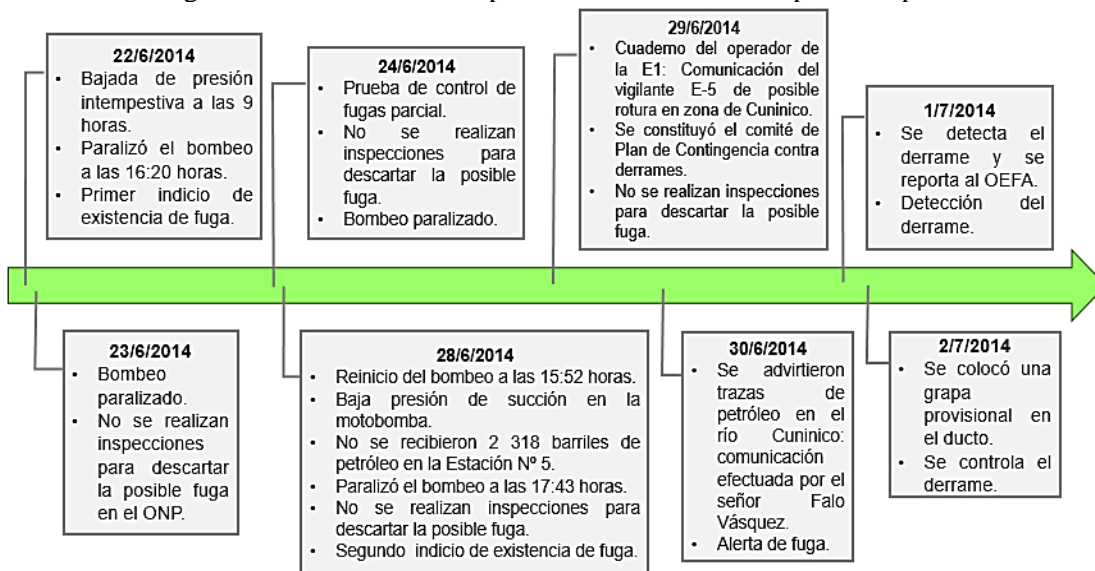
Adaptado del Reporte Final de Emergencias Ambientales, presentado por Petroperú.

\* Cabe señalar que la cantidad de petróleo crudo derramado reportada por Petroperú fue precisada por el OEFA, cuyo valor fue 2660 barriles (111 720 galones, equivalente a 422 906.2 litros).

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Asimismo, en el referido reporte, Petroperú señaló que realizó diversas acciones, según se describe en la siguiente línea de tiempo:

Figura N° 18. Línea de tiempo de acciones realizadas por Petroperú



Fuente: Adaptado de (OEFA, 2015 y 2016).

#### 4.7.2. Información obtenida en campo por el OEFA

En atención a la comunicación del derrame de petróleo, el OEFA realizó un total de 7 supervisiones ambientales de carácter especial:

Tabla N° 31. Supervisiones ambientales efectuadas a la zona del derrame de petróleo

Supervisión ambiental	Fecha	Objetivo
Primera	Del 2 al 5 de julio de 2014	Verificar la ocurrencia del evento reportado, posibles afectaciones al ambiente y el cumplimiento de las normas ambientales aplicables. Realizar el monitoreo ambiental de cuerpos de agua superficial y suelos en la zona impactada por el derrame, directa e indirectamente.
Segunda	Del 9 al 13 de julio del 2014	
Tercera	Del 22 al 25 de julio de 2014	
Cuarta	Del 6 al 11 de agosto del 2014	Realizar el monitoreo ambiental de calidad del agua superficial y sedimentos, así como también el levantamiento de información de organismos acuáticos existentes denominados “estaciones de pesca” y “estaciones de colecta de plancton y macrobentos” en la zona afectada; a fin de determinar su grado de afectación.
Quinta	Del 18 al 19 de setiembre de 2014	Verificar el cumplimiento del cronograma de actividades ambientales - Plan de Acción presentado por Petroperú al OEFA. Los resultados están contenidos en el Informe Técnico Complementario N° 484-2014-OEFA/DS-HID del 1 de diciembre del 2014.
Sexta	El 22 de noviembre de 2014	
Sétima supervisión	Del 7 al 22 de junio de 2016	Verificar el cumplimiento de las medidas correctivas impuestas por el OEFA mediante Resolución Directoral N° 844-2014-OEFA/DFSAI del 21 de setiembre del 2015.

El OEFA aprobó la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI el 21 y N° 878-2016-OEFA/DFSAI (Portal web del OEFA: [https://www.oefa.gob.pe/resultados-de-busqueda?query=ves&txt\\_texto=844-2015&cbo\\_categorias&cbo\\_tags&cbo\\_date\\_month&cbo\\_date\\_year](https://www.oefa.gob.pe/resultados-de-busqueda?query=ves&txt_texto=844-2015&cbo_categorias&cbo_tags&cbo_date_month&cbo_date_year) y [https://www.oefa.gob.pe/resultados-de-busqueda?query=ves&txt\\_texto=878-2016&cbo\\_categorias&cbo\\_tags&cbo\\_date\\_month&cbo\\_date\\_year](https://www.oefa.gob.pe/resultados-de-busqueda?query=ves&txt_texto=878-2016&cbo_categorias&cbo_tags&cbo_date_month&cbo_date_year)).

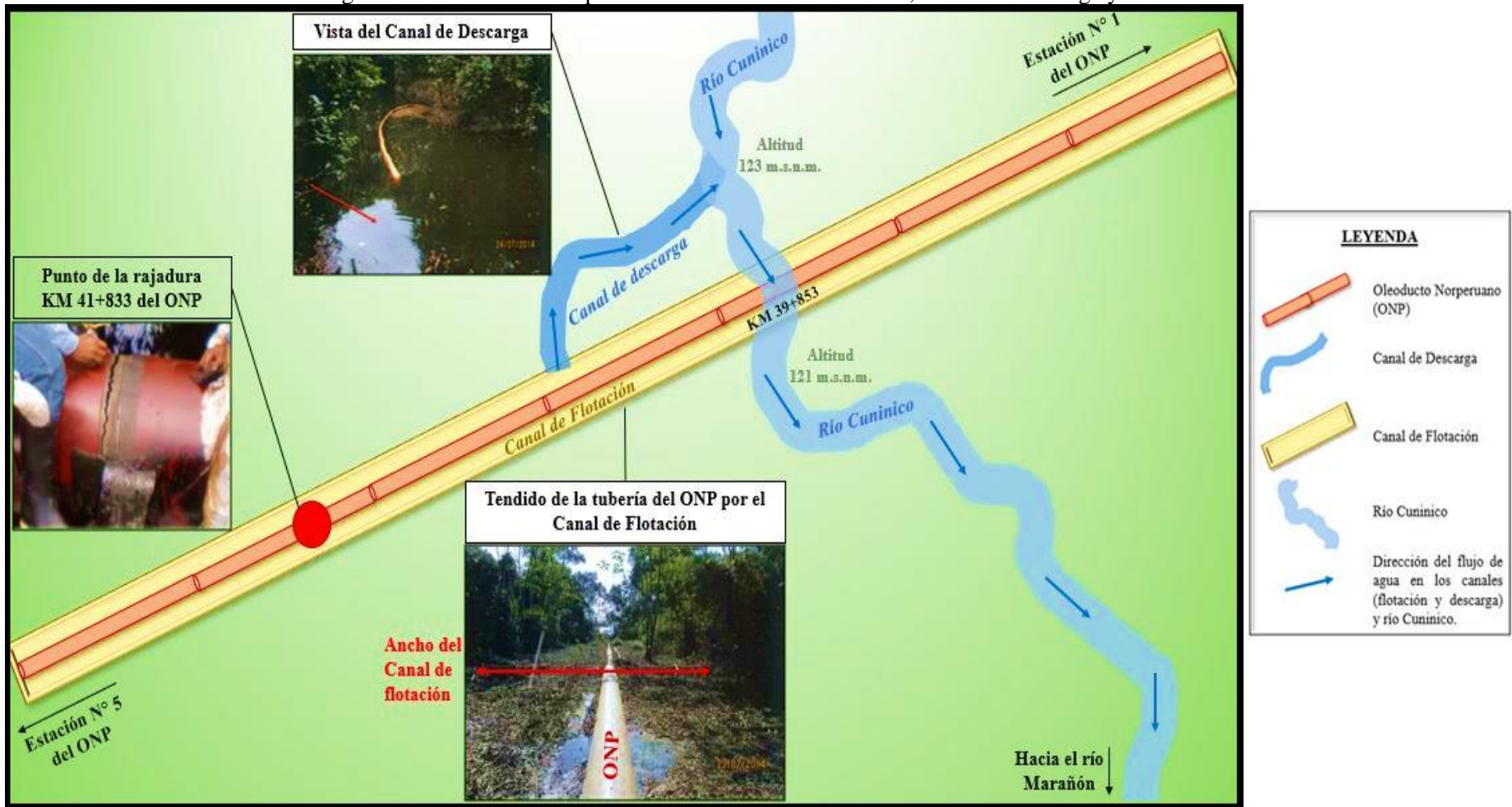
Fuente: (OEFA, 2015 y 2016).

#### 4.8. Causas y consecuencias del derrame de petróleo

De forma previa, es importante definir 3 términos que son mencionados en este ítem, tales como: (i) Canal de Flotación; (ii) Canal de Descarga; y, (iii) río Cuninico, que fueron afectados por el derrame de petróleo. El primero es una zanja excavada por Petroperú por donde se encuentra tendida parte la tubería del ONP que posee un ancho de 15 metros aproximadamente, una profundidad mínima de 1.2 metros y longitud acumulada de 151 KM; el segundo se trata de un canal formado probablemente de forma natural por las lluvias o pobladores de la zona que cuenta aproximadamente con un ancho de 10 metros; además, ambos canales contienen agua proveniente de las lluvias durante casi todo el año; y, el tercero es un cuerpo de agua denominado Cuninico, que es afluente del río Marañón.

Para mayor entendimiento, en la siguiente figura se muestra la ubicación espacial y conexión de estos 3 cuerpos de agua:

Figura N° 19. Ubicación espacial entre el Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico



Fuente: Elaboración propia, 2018.

#### 4.8.1. Causas

En el Reporte Preliminar de Supervisión del 5 de agosto del 2014, elaborado por el OEFA, se indicó que el derrame de petróleo crudo se produjo por la falta de mantenimiento al ONP, lo que ocasionó la afectación en el cuerpo de agua que está contenido en el Canal de Flotación, la flora y fauna del ámbito del punto donde ocurrió la falla en la tubería (Coordenadas UTM WGS84 E: 467995; N: 9474535) (OEFA, 2015, págs. 68-69). Asimismo, en el Informe de Supervisión de la segunda visita de campo (del 9 al 13 de julio del 2014), se afirmó que la causa del derrame se atribuye a un proceso corrosivo externo en la unión soldada de la tubería del ONP, que se aceleró al encontrarse desprotegida la pared de la tubería. Además, en campo el OEFA observó que el punto de la falla se encontraba sin pintura ni algún tipo de revestimiento que lo proteja, por lo que la tubería estuvo expuesta a los efectos de corrosión externa (OEFA, 2015, pág. 69).

En otras palabras, el derrame de petróleo crudo fue generado por un proceso corrosivo externo de la tubería, que se aceleró por la falta de mantenimiento preventivo en el ámbito del KM 41+833 del Tramo I del ONP. El estado en que se encontró el punto de la falla y sus alrededores se muestra en las siguientes fotografías:

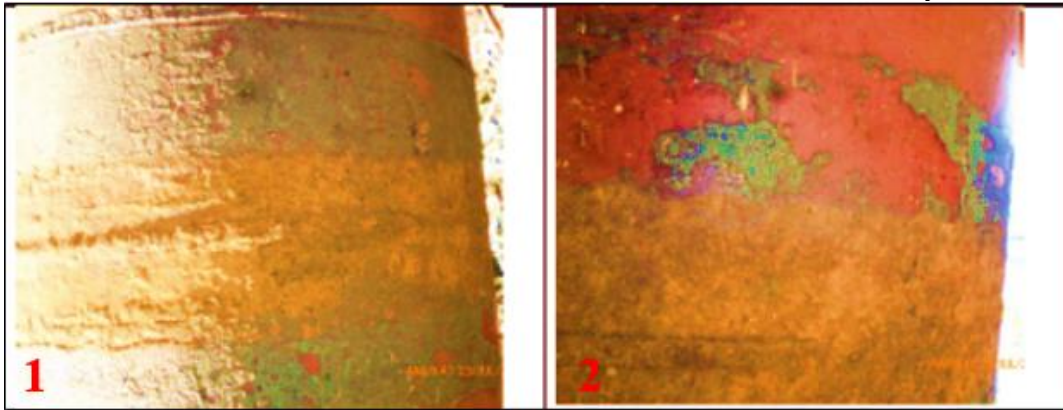
Figura N° 20. Punto donde ocurrió la falla (rajadura) del ONP



*Nota: La calidad de las fotografías fue mejorada con softwares online gratis "colourise.sg" y otros.*

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 70) y (Diario Oficial El Peruano, 2015).

Figura N° 21. Puntos donde observa la corrosión severa, ubicados entre los KM 40 y 42 del ONP



Fotografías del 23 de julio del 2014 consignadas en el Informe N° 379-2014-OEFA/DS-HID, donde se observó: (1) Severa corrosión externa en la unión soldada expuesta; (2) Otra junta soldada con signos de severa corrosión externa en la unión soldada expuesta. Ambos puntos se encontraron sin pintura ni recubrimiento que evite el deterioro del ducto por un proceso corrosivo externo, situados en el tramo comprendido entre el KM 40 y 42 del ONP.

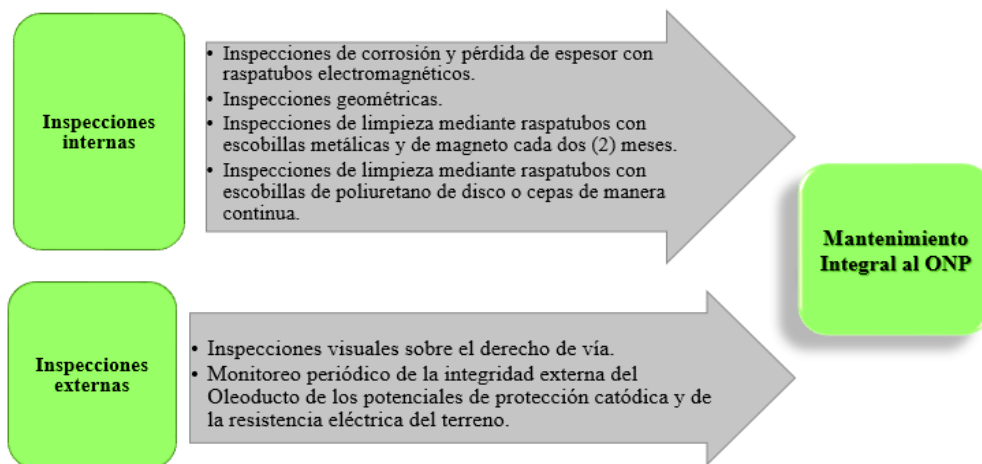
*Nota: La calidad de las fotografías fue mejorada con softwares online gratis "colourise.sg" y otros.*

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 71) y (Diario Oficial El Peruano, 2015).

### A. Análisis de ejecución de los mantenimientos internos y externos al Tramo I del ONP

Petroperú cuenta con un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del ONP aprobado mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995 (en adelante, PAMA) por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, MINEM). Posteriormente, el MINEM aprobó la modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e instalación de válvulas en cruces de ríos", mediante Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA del 7 de mayo de 2003, donde se comprometió a realizar el mantenimiento integral al ONP (Petroperú S.A., 2003):

Figura N° 22. Compromisos asumidos en el PAMA del mantenimiento integral al ONP



Fuente: Adaptado de (Petroperú S.A., 2003).

Además, en el PAMA se señaló que una de las principales causas de deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo a los equipos y que la falta de mantenimiento preventivo genera que sus procesos e instalaciones sean focos significativos de contaminación ambiental (Petroperú S.A., 1995, pág. 56). Al respecto, Petroperú manifestó en los diversos descargos presentados lo siguiente (OEFA, 2015, pág. 72):

- La operación del ONP se implementa con métodos de control para la protección de sus tuberías, tales como: (i) control de corrosión interna (aplicación de biocida e inhibidor de corrosión, realización de monitoreo, limpieza e inspección mediante raspatabos inteligentes); (ii) control de corrosión externa (mantenimiento del sistema de recubrimientos anticorrosivos, mantenimiento y reparación del sistema de protección catódica, protección de tuberías superficiales); y, (iii) monitoreo de las áreas del DDV (verificación física, levantamientos topo-batimétricos, inspección para ubicar posibles instalaciones clandestinas, monitoreo de áreas inestables y manejo de escorrentías).
- Los principales trabajos de mantenimiento que se realiza en la tubería del ONP son: (i) inspecciones en líneas detectoras de pérdida de espesor y anomalías geométricas; (ii) verificación física del DDV; (iii) patrullajes; (iv) registro del gradiente de voltaje de corriente directa (*Direct Current Voltage Gradiente - DVCG*) a lo largo de la tubería; (v) levantamiento de potenciales en intervalos cortos a lo largo del tendido de la tubería (*Close Interval Potencial Survery - CIPS*); (vi) monitoreos topográficos; (vii) monitoreos batimétricos; y, (viii) monitoreo de protección catódica.

Adicional a ello, a fin de corroborar la ejecución del mantenimiento integral al ONP por parte de Petroperú, a solicitud del OEFA, el OSINERGMIN remitió copias de los informes de cumplimiento de los planes de mantenimiento del ONP de los años 2011, 2012 y 2013; así como, el Plan de Mantenimiento programado para el año 2014 (OEFA, 2015, pág. 72). De su revisión se concluye que incumplió el compromiso establecido en el PAMA al no acreditar la realización del mantenimiento integral en la zona de ocurrencia del derrame (KM 41+833), de acuerdo se detalla en la siguiente tabla:

Tabla N° 32. Análisis de la ejecución de los mantenimientos al Tramo I del ONP

N°	Tipos de mantenimiento	Análisis del OEFA	
1	Inspecciones internas	Inspecciones geométricas	Petroperú efectuó estas inspecciones en los días 25 y 26 de agosto del año 1999, donde se verificó que la tubería del Tramo I del ONP no presentaba defectos geométricos. Sin embargo, no contaba con información actualizada sobre las condiciones estructurales internas de la tubería, ya que desde esa fecha al día del incidente (junio de 2014) han pasado 15 años aprox.
		Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas metálicas y de magneto	Petroperú no presentó algún medio probatorio que acredite su ejecución, por lo que se concluye que no las realizó.
		Inspecciones de limpieza mediante raspatabos con escobillas de poliuretano de disco o cepas	
		Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatabos electrónico	Petroperú efectuó estas inspecciones en lugares cercanos al punto donde se produjo la falla en el Tramo I del ONP (Anexo N° 2) en marzo del año 1999. Sin embargo, no contaba con información actualizada sobre las condiciones estructurales internas de la tubería, ya que desde esa fecha al día del incidente (junio de 2014) han pasado 15 años aprox.
2	Inspecciones externas	Monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto de protección catódica y de la resistencia eléctrica del terreno	Petroperú efectuó esta inspección en el ámbito de la zona del siniestro en el año 2006, es decir, hace aprox. 8 años. Sin embargo, a la fecha del incidente (junio de 2014), las condiciones estructurales externas de la pared de la tubería no necesariamente mantienen el mismo estado, las que incluso podrían haberse agravado en cuanto a su deterioro (Anexo N° 3). Respecto a la resistencia eléctrica del terreno, Petroperú no presentó algún medio probatorio que acredite su ejecución, por lo que se concluye que no la realizó.
		Inspecciones visuales sobre el DDV, de válvulas y topográfica - batimétrica	Petroperú realizó inspecciones visuales sobre el DDV en los años 2012 y 2013, pero no fueron ejecutadas en conjunto con el monitoreo periódico protección catódica y resistencia eléctrica del terreno, tal como estaba establecido en su PAMA. El mantenimiento de válvulas realizado en el año 2013 fue efectuado en los KM 75+544, 159+816, 177+287, 285+099 y 286+038 del ONP, es decir, fuera del ámbito de la zona del derrame (KM 41+833), por tanto, no es considerado como parte del mantenimiento externo de la tubería. La última inspección topográfica y batimétrica fue ejecutada en el año 2000. Sin embargo, no contaba con información actualizada sobre las condiciones estructurales externas de la tubería, ya que desde esa fecha al día del incidente (junio de 2014) han pasado 14 años aprox.
3	Inspecciones internas y externas	Planes de mantenimiento del ONP de los años 2011, 2012, 2013; así como, el Plan de Mantenimiento programado para el año 2014	Los Planes de Mantenimiento Preventivo y Predictivo de los años 2005, 2007, 2009, 2010, 2011 y 2014 no cuentan con documentos que demuestren su ejecución, ya que sólo se mencionan actividades de avance en % y las programadas para el año siguiente. Además, Petroperú presentó servicios de contratos referidos al mantenimiento (externo e interno) del Tramo I del ONP que no poseen resultados del estado del revestimiento externo de la pared de la tubería ni de su condición estructural interna; por tanto, no acreditan su ejecución.

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 79-96).

## B. Análisis de la activación del Plan de Contingencia (control del derrame a tiempo) por parte de Petroperú

El artículo 4° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM (en adelante, RPAAH) indica que el “Plan de Contingencia” forma parte de los instrumentos de gestión ambiental, cuyos programas y compromisos son asumidos por las empresas.

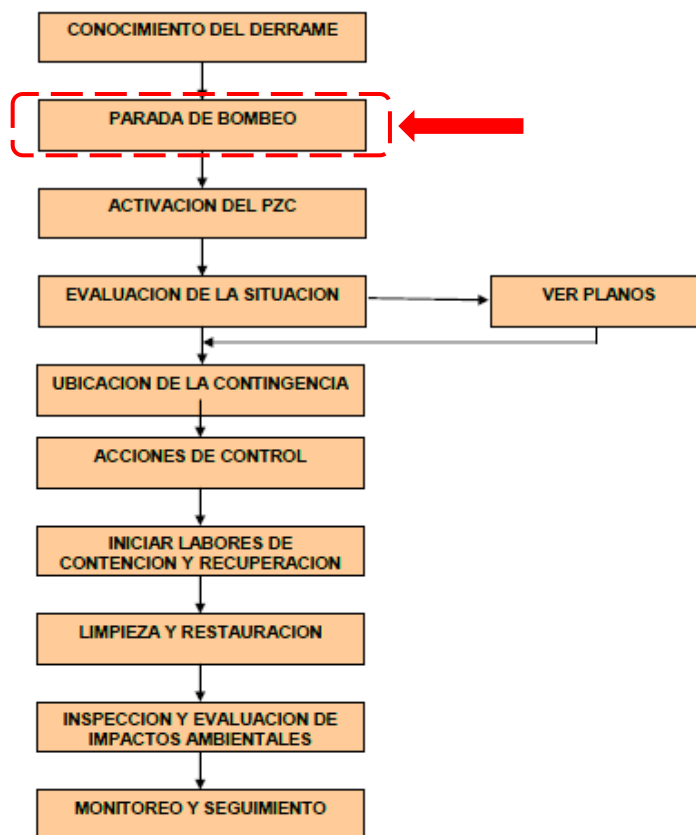
Petroperú como parte de sus compromisos ambientales, tiene la obligación de “Parar el Bombeo” de petróleo crudo inmediatamente después de tener conocimiento de alguna emergencia ambiental (ej. derrame de petróleo), según está consignado en su Plan de Contingencias del ONP, vigente a la fecha del derrame (Petróleos del Perú S.A. - Petroperú, 2008, pág. 27):

Figura N° 23. Procedimientos por efectuar en caso de derrame de petróleo crudo en el ONP

### 3.3.1 CUADROS DE PROCEDIMIENTOS

#### 3.3.1.1. DERRAME:

##### A) GENERAL

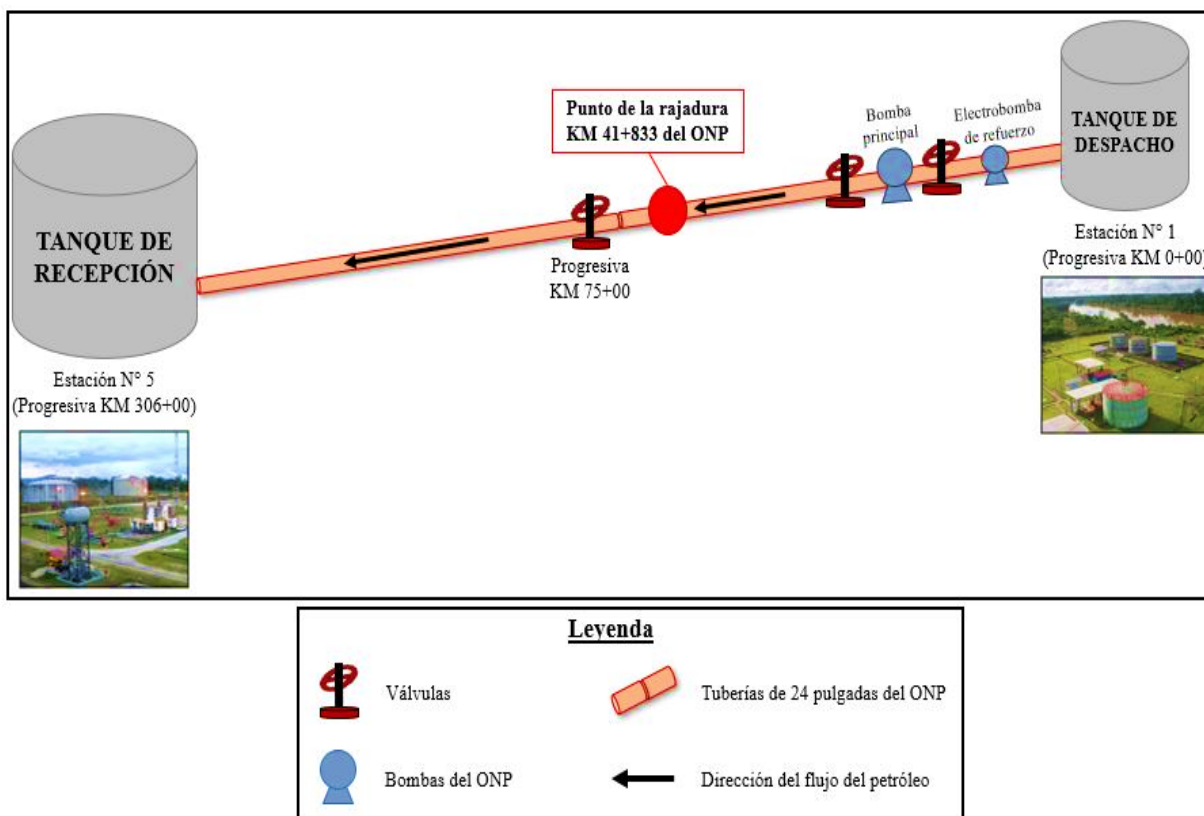


Fuente: (Petróleos del Perú S.A. - Petroperú, 2008).



Tal como se mencionó en párrafos anteriores, Petroperú a través del Reporte Final de Emergencias Ambientales, señaló que tomó conocimiento de un derrame de petróleo crudo el 30 de junio del 2014, por lo que le correspondía ejecutar los procedimientos consignados en su Plan de Contingencia y controlar a tiempo el derrame. Ante ello, el OEFA evaluó los siguientes aspectos: (i) mecanismos de detección de derrames en el Tramo I del ONP; y, (ii) acciones de detección y control ejecutadas por Petroperú en el punto de la falla desde el 22 de junio de 2014, fecha en la cual ocurrió la primera alerta de un “supuesto derrame” (OEFA, 2015, pág. 106). Para mayor entendimiento, a continuación, se muestra una figura del bombeo de petróleo en el ONP desde los tanques de despacho de la Estación N° 1 hasta los tanques de recepción de la Estación N° 5:

Figura N° 24. Bombeo de petróleo crudo: Estación N° 1 - Estación N° 5 del ONP



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Tabla N° 33. Análisis de activación del Plan de Contingencia por parte de Petroperú

N°	Acciones de detección ejecutadas por Petroperú	Análisis realizado por el OEFA
1	<p><b>Mecanismos de detección de derrames en el Tramo I del ONP</b></p> <p><b>Caída de presión de bombeo</b> detectada por el Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas (SCADA).</p> <p><b>Diferencia entre la cantidad de petróleo bombeado desde la Estación N° 1 y la cantidad recibida en la Estación N° 5</b> (Recepción de barriles).</p> <p><b>Caída de presión de succión</b> para operar la motobomba.</p>	<p>Petroperú reconoció en sus descargos que ocurrió una caída de presión de bombeo que fue detectada por el SCADA pero que este descenso no les permitió afirmar que existe una fuga de petróleo, ya que puede ser causada por varios factores (cambio de batch, abastecimiento de cámara de lanzamiento de raspatabos, variaciones de condiciones climáticas, variación en caudal de bombeo, etc.). Sin embargo, lo alegado carece de sustento, debido a que esta caída brusca durante el bombeo fue una señal de alarma sobrentendida respecto a una existencia de fuga y debió ser tomada como “alarma temprana” a fin de determinar si es producto o no de un derrame o falla en el ducto.</p> <p>Petroperú mencionó en sus descargos que la medición entre los barriles bombeados de la Estación N° 1 y recibidos en la Estación N° 5 no se realiza mediante la comparación de sus boletas de despacho/recepción, sino mediante un balance volumétrico global, el cual indica -en un mismo periodo de operación de despacho/recepción- la cantidad total bombeada y recibida. Sin embargo, ello carece de sustento ya que la diferencia de la recepción de barriles respecto al petróleo bombeado se trató de una situación atípica que debió ser alertada por el operador.</p> <p>En el Informe Final de Emergencias Ambientales, Petroperú reconoció que la caída de presión de succión para operar la motobomba principal denominada 1MB-1M fue una señal de existencia de una falla en la tubería.</p>
2	<p><b>Acciones de detección y control en el punto de la falla desde el 22 de junio de 2014</b></p> <p><b>22 de junio de 2014</b> (Primera sospecha de existencia de fuga)</p> <p><b>23 de junio de 2014</b> (No se descarta la sospecha de fuga)</p> <p><b>24 de junio de 2014</b> (No se descarta la sospecha de fuga)</p> <p><b>28 de junio de 2014</b> (Segunda sospecha de existencia de fuga)</p> <p><b>29 de junio de 2014</b> (Primera alerta de fuga)</p> <p><b>30 de junio de 2014</b> (Segunda alerta de fuga)</p> <p><b>1 de julio de 2014</b> (se detecta la fuga)</p> <p><b>2 de julio de 2014</b> (se controla la fuga)</p>	<p>El sistema SCADA de Petroperú registró una caída brusca a las 9:00 horas que fue detectada a las 16:15 horas, paralizándose el bombeo de petróleo a las 16:20 horas. No obstante, esta demora de más de 7 horas desde la activación de la alarma del SCADA (caída de presión) es injustificada, ya que se debió paralizar el bombeo de manera inmediata. Estas alarmas SCADA son reconocibles y tienen la capacidad de notificar de forma inmediata al personal encargado, mediante el envío de mensajes a dispositivos móviles, satelitales o fijos (Anexo N° 4). Además, no se verificó que Petroperú haya realizado acciones para detectar o descartar una posible fuga, tales como inspecciones vía aérea, terrestre y fluvial.</p> <p>Petroperú no reinició el bombeo; sin embargo, no se aprecia que sus acciones de recorrido de la tubería hayan logrado detectar o controlar la señal de fuga.</p> <p>Petroperú realizó pruebas para la detección de fugas que fueron ejecutadas de manera parcial e insuficiente, ya que no lograron el objetivo de detectar y controlar la señal de fuga (Anexo N° 5).</p> <p>Petroperú no adoptó acciones para detectar ni controlar la fuga a tiempo, debido a que: (i) no se recibieron 2 318 barriles de petróleo que habían sido bombeados desde la Estación N° 1 hasta la Estación N° 5, desde las 15:52 horas hasta las 17:43 horas que fue paralizado; y, (ii) la baja presión de succión en la motobomba y del sistema SCADA el 22 de junio del 2014 (Anexo N° 6).</p> <p>Petroperú no adoptó acciones para detectar y controlar la fuga a tiempo a pesar de que: (i) el operador de la Estación N° 1 advirtió una posible rotura del ducto en la zona de Cuninico; y, (ii) se realizó una reunión en la Sala de Gerencia Piura del ONP para detectar/controlar las señales de alerta de fuga del día 22 de junio del 2014.</p> <p>Petroperú no adoptó acciones para confirmar y controlar la fuga a tiempo a pesar de que tomó conocimiento de la presencia de trazas de petróleo en el río Cuninico por la comunicación efectuada del Apu de la comunidad.</p> <p>Petroperú detectó la emergencia ambiental y la reportó a las autoridades competentes; sin embargo, no controló el derrame.</p> <p>Petroperú controló la contingencia colocando una grapa provisional para detener la fuga de petróleo, acción que pudo haber sido implementada desde el inicio de la contingencia.</p>

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 106-128).

De lo anterior se concluye que Petroperú tuvo un primer y segundo indicio de fuga el 22 y 28 de junio del 2014 respectivamente y recién el 1 y 2 de julio detectó la fuga y la controló mediante la colocación de una grapa en la tubería, respectivamente. Asimismo, fue alertado en 2 oportunidades, el 29 y 30 de junio del 2014; no obstante, tampoco realizó acciones inmediatas para detectar y controlar la fuga, con lo cual queda sustentado que incumplió lo establecido en su Plan de Contingencia. Esta demora en la realización de acciones de control ocasionó que el derrame afectara un total de 87 000 m<sup>2</sup>, de acuerdo con lo verificado por el OEFA.

#### **4.8.2. Consecuencias**

El OEFA realizó diversas supervisiones especiales a fin de: (i) verificar la ocurrencia del derrame de petróleo producto de una rotura ocasionada en el ONP en la Comunidad Nativa Cuninico; (ii) realizar monitoreos en los componentes agua superficial, suelos, flora y fauna; (iii) verificar el cumplimiento de los cronogramas de las actividades de remediación; y, (iv) verificar el cumplimiento de las medidas correctivas impuestas mediante Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI. Cabe indicar que los monitoreos fueron realizados por el OEFA, los que estuvieron conforme a los protocolos de muestreo (de agua superficial y suelos) y por laboratorios (Inspectorate Service Perú S.A.C. para muestras de agua y AGQ Perú S.A.C. para muestras de suelo y peces) y métodos de ensayo acreditados por el INDECOPI (ahora, INACAL) y permitieron obtener resultados representativos y válidos para acreditar la afectación en los componentes ambientales citados (OEFA, 2015, págs. 155-171).

##### **A. Análisis de la infraestructura denominada “Canal de Flotación”**

Petroperú en sus descargos presentados al OEFA manifestó lo siguiente (OEFA, 2015, pág. 133):

- El derrame no impactó al ambiente debido a que el “Canal de Flotación” es un área artificial que forma parte de la infraestructura del ONP, utilizada como contención frente a eventuales derrames (función preventiva y de eliminación de riesgos o daños ambientales), conforme al Manual de diseño definitivo del ONP. Por ello no puede ser considerado como ambiente ni componente al ser un elemento

antropogénico aislado de ríos en zonas de cruce a través de reforzamientos en sus márgenes, denominados "tapones".

- El OEFA no puede aplicar los ECA Agua (Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM), ya que el Canal de Flotación no constituye un cuerpo de agua natural sino artificial, conforme a las definiciones de la citada norma y al Glosario de Términos del Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad en Cuerpos Naturales de Agua Superficial (Resolución Jefatural N° 182-2011-ANA); por ello, no se habría generado un impacto ambiental negativo o daño ambiental.

Al respecto, Petroperú en 1976 excavó una zanja de 151 KM de longitud conformada de suelo natural (arcilla y arena) para crear un canal donde se pueda tender el ONP. Durante su construcción (desde 1974 hasta 1978) se instalaron tapones de seguridad en los cruces de las quebradas, a fin de evitar que las aguas se dispersen y asienten, de acuerdo se observa en la siguiente figura:

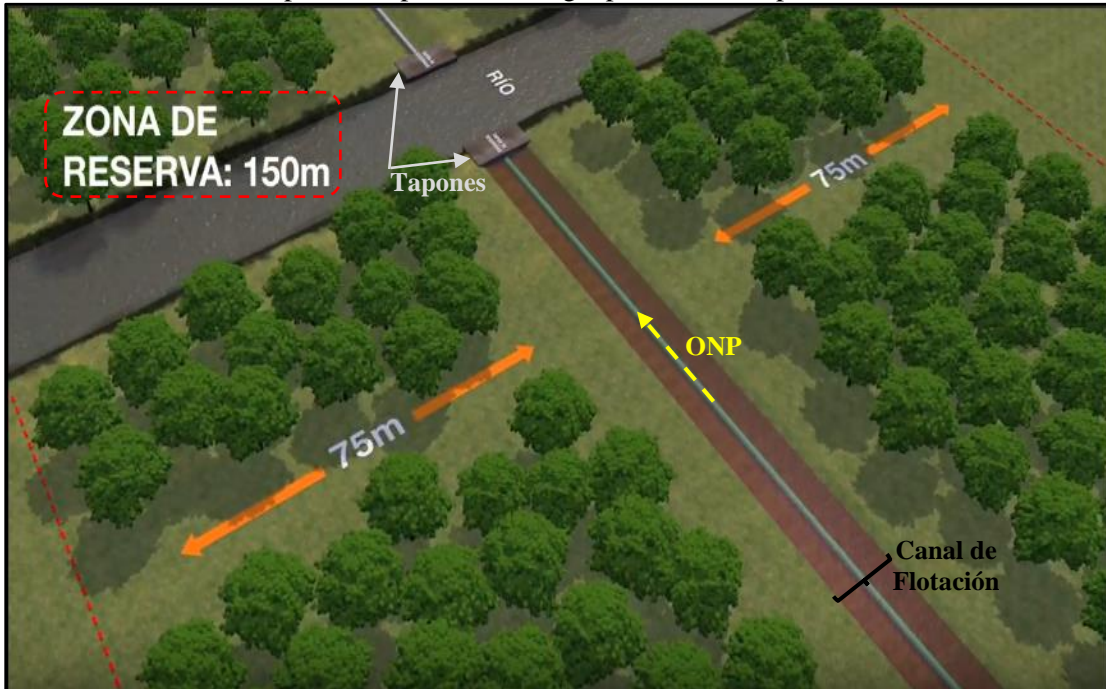
Figura N° 25. Captura del video subido por Petroperú denominado: “Documental Conoce cómo se construyeron el ONP y los canales de flotación”



Vistas panorámicas del: (1) “Canal de Flotación”; (2) cruce de una de las quebradas y el Canal de Flotación, donde se observa la construcción de los tapones.

Fuente: (Petroperú S.A., 2014).

Figura N° 26. Captura del video subido por Petroperú denominado: “Oleoducto Norperuano - Petroperú transportando energía para todos los peruanos”



Adaptado por la tesista.

Fuente: (Petroperú S.A., 2019).

En el Plan de Contingencia de Petroperú y sus videos citados se indica que el Canal de Flotación cruza diversos ríos de la zona (entre ellos, Cuninico) y terrenos cubiertos por aguajales y pantanos. Además, en su Plan de Acción menciona que fue construido como medio físico para el tendido del ONP, diseñado y acondicionado para facilitar sus acciones de inspección y mantenimiento a la tubería (Petroperú S.A., 2014). No obstante, durante la segunda supervisión (del 9 al 13 de julio de 2014), el OEFA verificó que el Canal de Flotación se encontraba conectado con el río Cuninico a través de un Canal de Descarga (OEFA, 2015, pág. 136).

De lo anterior, se concluye que el Canal de Flotación se encuentra conectado con el río Cuninico mediante un Canal de Descarga y que esta conexión -y otros factores- permitió la generación de un ecosistema natural, por lo cual sí existió un impacto al ambiente ocasionado por el derrame de petróleo. Además, tal como se puede apreciar en las figuras, el Canal de Flotación está conformado por suelo natural que sirve de medio físico para albergar organismos vivos de flora y fauna acuática.

## B. Análisis de la afectación a cuerpos de agua superficial y suelos

Petroperú informó al OEFA que el petróleo derramado fue contenido en el Canal de Flotación y que se colocaron barreras para controlar el derrame (OEFA, 2015, págs. 69, 155, 182). Ante ello, el OEFA realizó monitoreos ambientales en las 4 primeras visitas de supervisión, donde tomaron muestras en cuerpos de agua superficial, suelos y recursos acuáticos del Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico, para los parámetros –entre otros– de Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas, sustentando su afectación. Además, la ANA, DIGESA y Petroperú (a través del Laboratorio PENING S.A.) tomaron muestras en los mismos cuerpos de agua.

### a. Evaluación del impacto ambiental negativo en el Canal de Flotación

En las tablas siguientes se muestran los resultados de análisis en suelos y agua tomados en el Canal de Flotación que exceden los Estándares de Calidad Ambiental para Suelos, aprobados mediante Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM (en adelante, ECA suelos) y Estándares de Calidad Ambiental para Agua, aprobados mediante Decreto Supremo N° 002-2008 MINAM (en adelante, ECA agua) (Mapa N° 8 y Anexo N° 7).

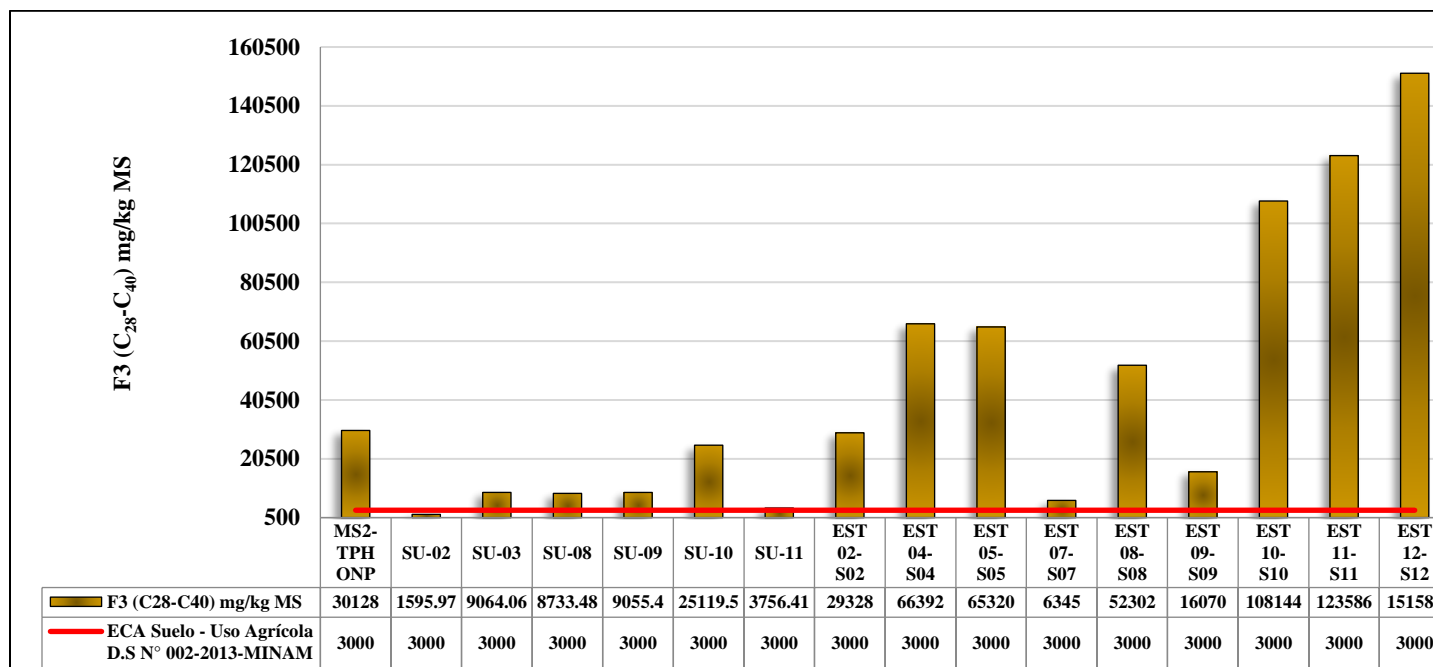
Tabla N° 34. Resultados de análisis de laboratorio de suelos en el Canal de Flotación

N°	Puntos de monitoreo	F1 (C <sub>5</sub> -C <sub>10</sub> ) mg/kg MS	F2 (C <sub>10</sub> -C <sub>28</sub> ) mg/kg MS	F3 (C <sub>28</sub> -C <sub>40</sub> ) mg/kg MS
1	MS2-TPH ONP	849	12 836	30 128
2	SU-02	106.65	3162.98	1595.97
3	SU-03	<6	18 833.74	9064.06
4	SU-08	<6	21 825.06	8733.48
5	SU-09	<6	17 415.61	9055.4
6	SU-10	51.88	51 038.23	25 119.46
7	SU-11	<6	6768.88	3 756.41
8	EST 02-S02	81.8	10 674	29 328
9	EST 04-S04	98	24 256	66 392
10	EST 05-S05	196	23 382	65 320
11	EST 07-S07	90.1	2161	6345
12	EST 08-S08	2537	18 250	52 302
13	EST 09-S09	<10	5317	16 070
14	EST 10-S10	1590	36 484	108 144
15	EST 11-S11	227	41 626	123 586
16	EST 12-S12	827	53 638	151 580
<b>ECA Suelo - Uso Agrícola (D.S N° 002-2013-MINAM)</b>		<b>200</b>	<b>1200</b>	<b>3000</b>

*Sólo se consideraron los monitoreos efectuados de Fracción de Hidrocarburos, más no de metales (arsénico, bario, cadmio, mercurio y plomo) debido a que en estos no se encontraron excesos en ninguno de los casos.*

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 160-161).





Fuente: Elaboración propia, 2019.

El OEFA comparó los resultados de este monitoreo con los valores de ECA suelo para uso agrícola, debido a que verificó en campo que los suelos donde se encuentra tendido el ONP (Canal de Flotación) tienen un potencial uso agrícola; además, no existe alguna zonificación territorial que establezca que estos suelos tienen aptitud industrial o extractiva. Asimismo, el punto más cercano y lejano donde se detectaron excesos de los ECA suelos en los parámetros de fracciones F1, F2 y F3 de hidrocarburos se encontraban ubicados a 13 metros aguas abajo y 440 metros aproximadamente (margen izquierdo) respecto al punto de la falla. Para el caso en concreto, de la evaluación de los resultados para la fracción F1, se detectaron excesos en la primera supervisión en el punto MS2-TPH ONP y durante la tercera supervisión en los puntos EST 08-S08, EST 10-S10, EST 11-S11 y EST 12-S12, por lo que se puede concluir que su permanencia duró todo el mes de julio del 2014 aprox.



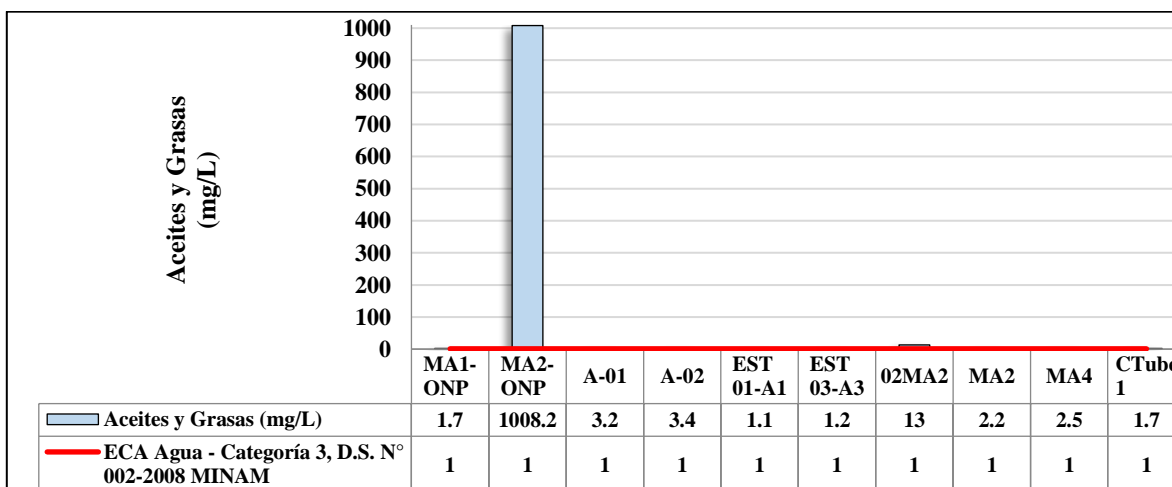
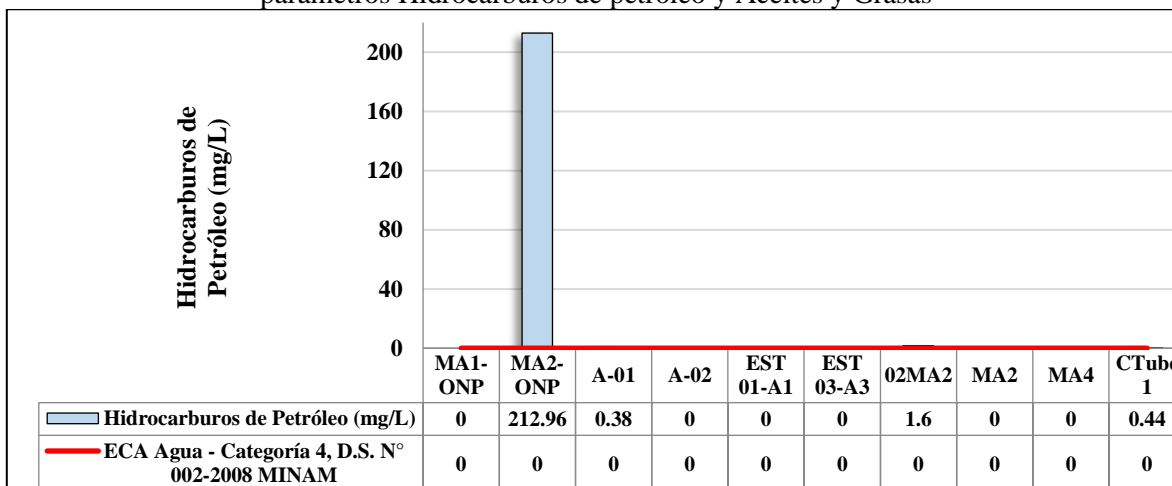
Tabla N° 35. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el Canal de Flotación

N°	Puntos de monitoreo	Hidrocarburos de petróleo (mg/L)	Aceites y Grasas (mg/L)
1	MA1-ONP	<0.2	1.7
2	MA2-ONP	212.96	1008.2
3	A-01	0.38	3.2
4	A-02	<0.2	3.4
5	EST 01-A1	-	1.1
6	EST 03-A3	-	1.2
7	02MA2	1.6	13
8	MA2	N.D.	2.2
9	MA4	N.D.	2.5
10	CTube1	0.44	1.7
<b>ECA Agua - Categoría 4 (D.S. N° 002-2008 MINAM)</b>		<b>Ausente (*)</b>	<b>Ausencia de película visible</b>
<b>ECA Agua - Categoría 3 (D.S. N° 002-2008 MINAM)</b>		<b>No registra</b>	<b>1</b>

(\*) De acuerdo con el Informe Técnico N° 001-2015-ANA remitido al OEFA mediante Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015, se compara los resultados de hidrocarburos de petróleo con el valor establecido para Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 161).

Figura N° 28. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el Canal de Flotación, para los parámetros Hidrocarburos de petróleo y Aceites y Grasas



Fuente: Elaboración propia, 2019.

De lo anterior, se observa que los puntos más cercanos donde se detectaron excesos de los ECA agua en los parámetros de Hidrocarburos de petróleo y Aceites y Grasas se encontraban en el KM 41+833 del ONP y a 2 metros aproximadamente aguas abajo de la primera barrera de contención; mientras que los más lejanos se encontraban a 1020 metros aprox. (cruce del ONP con el río Cuninico) y a 20 min. respecto del punto donde ocurrió la falla (CTube1). Además, los excesos en estos parámetros fueron encontrados en el Canal de Flotación y en una cocha ubicada a 200 metros del margen izquierdo del canal, detectada durante la segunda supervisión (punto A-01).

#### **b. Evaluación del impacto ambiental negativo en el río Cuninico**

En la siguiente tabla se muestran los resultados de análisis en agua tomados en el río Cuninico que exceden los ECA agua para los parámetros Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas (Mapa N° 9 y Anexo N° 8).

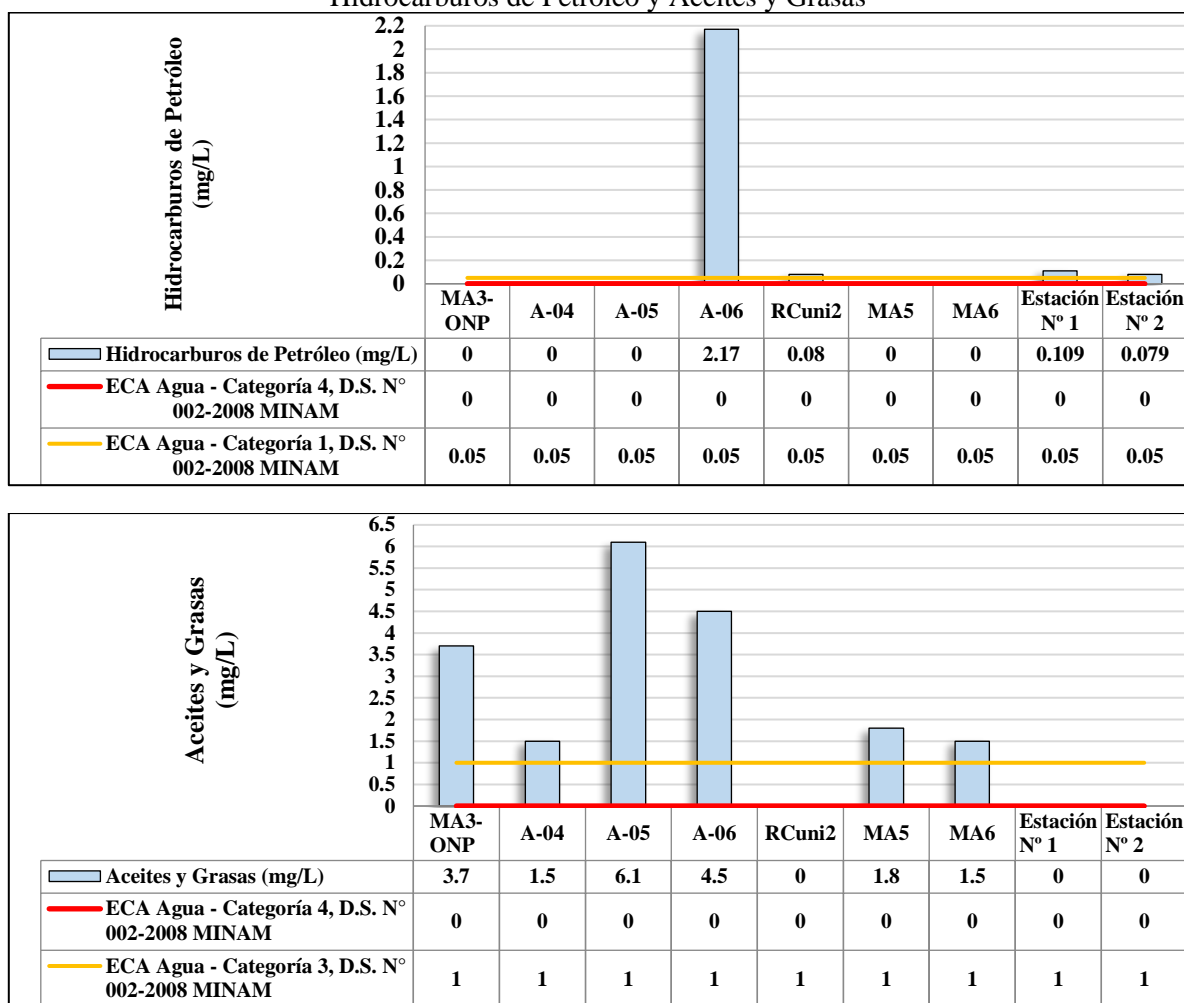
Tabla N° 36. Resultados de los análisis de laboratorio de agua en el río Cuninico

N°	Punto de Monitoreo	Hidrocarburos de Petróleo (mg/L)	Aceites y Grasas (mg/L)
1	MA3-ONP	<0.2	3.7
2	A-04	<0.2	1.5
3	A-05	<0.2	6.1
4	A-06	2.17	4.5
5	RCuni2	0.08	<1
6	MA5	N.D.	1.8
7	MA6	N.D.	1.5
8	Estación N° 1	0.109	-
9	Estación N° 2	0.079	-
<b>ECA Agua - Categoría 4 (D.S. N° 002-2008 MINAM)</b>		<b>Ausente (**)</b>	<b>Ausencia de película visible</b>
<b>ECA Agua - Categoría 3 (D.S. N° 002-2008 MINAM)</b>		<b>No registra</b>	<b>1</b>
<b>ECA Agua - Categoría 1 (D.S. N° 002-2008 MINAM)</b>		<b>0.05</b>	<b>---</b>

(\*\*) De acuerdo con el Informe Técnico N° 001-2015-ANA remitido al OEFA mediante Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015, se compara los resultados de Hidrocarburos de Petróleo con el valor establecido para Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 165-166).

Figura N° 29. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el río Cuninico, para los parámetros Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas



Fuente: Elaboración propia, 2019.

En el río Cuninico se excedieron los ECA agua en las Categorías 1 y 4 para el parámetro Hidrocarburos de Petróleo en los puntos de monitoreo: (i) A-06 (segunda supervisión), alcanzando un valor de 2.17 mg/L; (ii) Rcuni 2, con un valor de 0.08 mg/L; y, (iii) Estaciones N° 1 y 2, con valores de 0.109 y 0.079 mg/L respectivamente. Para el parámetro Aceites y Grasas en los puntos MA3-ONP, A-04, A-05, A-06, MA5 y MA6 con valores que van desde 1.5 hasta 6.1 mg/L.

Cabe precisar que, la ANA (Informe Técnico N° 001-2015-ANA) señaló que las actividades principales del río Marañón son la pesca y caza y no el riego de vegetales a las cuales les corresponde la categoría 3; por ello, se optó por utilizar de manera referencial la categoría 4 para muestrear las aguas del Canal de Flotación y río Cuninico.

### c. Evaluación del impacto ambiental negativo en el Canal de Descarga

En párrafos anteriores se mencionó que el Canal de Flotación y el río Cuninico se encuentran conectados a través de un Canal de Descarga; por ello, se evaluó si este también fue impactado con petróleo crudo y determinar la relación que existe entre la contaminación de las aguas del Canal de Flotación y las del río Cuninico. En la siguiente tabla se muestran los resultados de análisis en agua tomados en este canal que exceden los ECA agua para los parámetros Hidrocarburos de petróleo y Aceites y Grasas (Mapa N° 8 y Anexo N° 9).

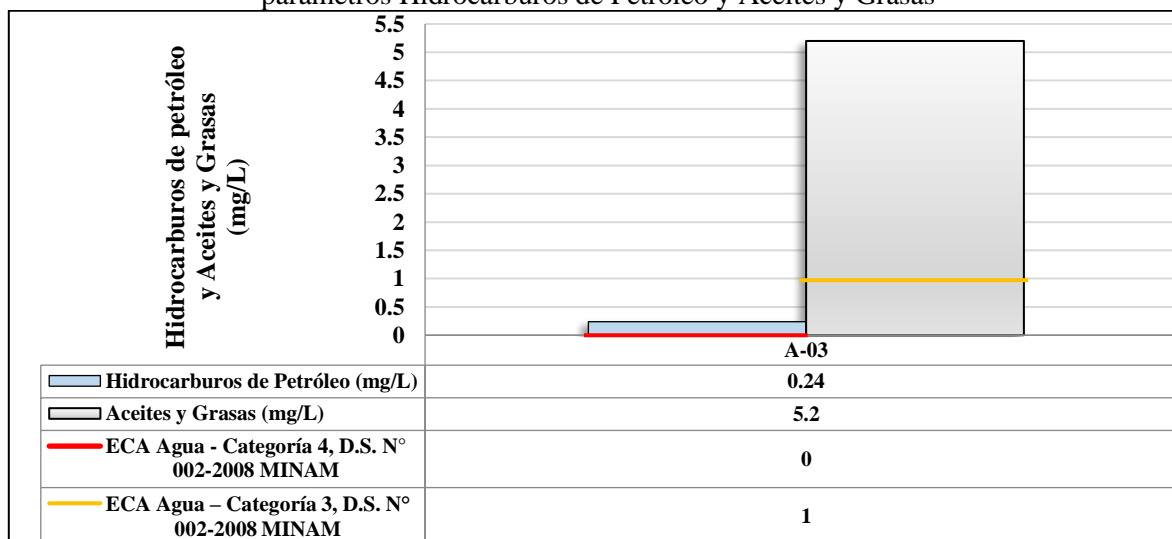
Tabla N° 37. Resultados de análisis de laboratorio de agua en el Canal de Descarga

Punto de Monitoreo	Parámetros analizados	
	Hidrocarburos de Petróleo (mg/L)	Aceites y Grasas (mg/L)
A-03	0.24	5.2
ECA Agua - Categoría 4 (D.S. N° 002-2008 MINAM)	Ausente*	Ausencia de película visible
ECA Agua – Categoría 3 (D.S. N° 002-2008 MINAM)	No registra	1

(\*) De acuerdo con el Informe Técnico N° 001-2015-ANA remitido al OEFA mediante Oficio N° 009-2015-ANA-ALA-IQUITOS del 4 de marzo del 2015, se compara los resultados de Hidrocarburos de Petróleo con el valor establecido para Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 168).

Figura N° 30. Resultados de los análisis de laboratorio de agua en el Canal de Descarga, para los parámetros Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas



Fuente: Elaboración propia, 2018.

En el Canal de Descarga se excedieron los ECA agua en las Categorías 3 y 4 para los parámetros Hidrocarburos de Petróleo y Aceites y Grasas en el punto de monitoreo A-

03, alcanzando valores de 0.24 y 5.2 mg/L respectivamente. Este exceso representa un grado de contaminación ambiental en la ruta Canal de Flotación - Canal de Descarga - río Cuninico. Asimismo, se concluye que las barreras colocadas en el Canal de Flotación y en el Canal de Descarga no cumplieron con impedir que las trazas de petróleo se desplacen hacia el río Cuninico, según verificó el OEFA en la segunda visita de supervisión (del 9 al 13 de julio de 2014).

### **C. Interpretación de las hipótesis planteadas respecto de los impactos negativos en suelos y aguas del Canal de Flotación y Descarga y río Cuninico**

En el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico se han muestreado, entre otros, 56 puntos correspondientes a los componentes ambientales suelo y agua (Anexos N° 7, 8, 9, 10 y 11), por lo que se plantearon las hipótesis estadísticas ( $H_0$ : hipótesis nula e  $H_a$ : Hipótesis alterna), donde se utilizó el nivel de significancia ( $\alpha$ ) igual a 0.05.

**$H_0$ :** El porcentaje de puntos muestreados en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico que exceden los “ECA agua y suelos” es menor o igual al 50%.

$$H_0: P \leq 50\%$$

**$H_a$ :** El porcentaje de puntos muestreados en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico que exceden los “ECA agua y suelos” es superior al 50%.

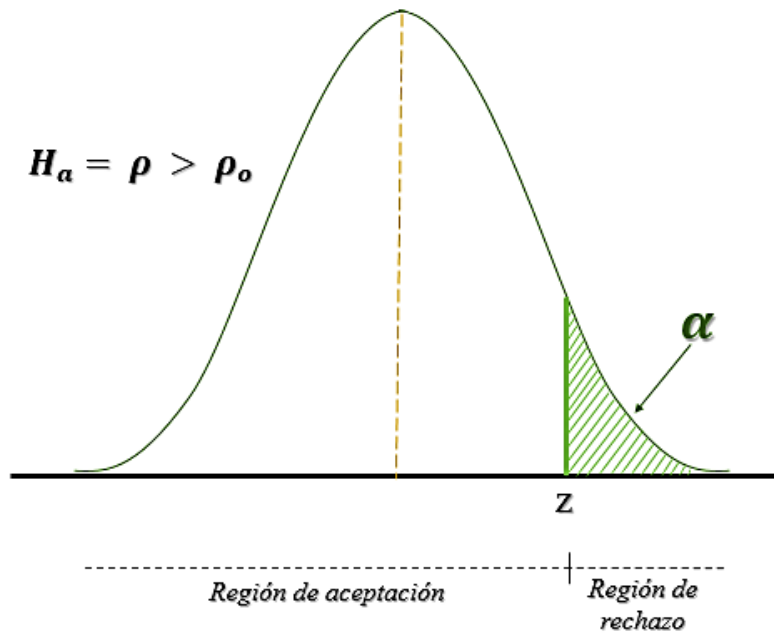
$$H_a: P > 50\%$$

Además, se utilizó el estadístico “p”, que viene a ser la proporción de la muestra, donde “x” es el número de puntos que han excedido los “ECA agua y suelo” y “n” es el total de ensayos:

$$\bar{P} = \frac{x}{n} = \frac{36}{56} = 0.64$$

Al respecto, (León Vasquez , 2019) menciona que según el tipo de hipótesis alterna ( $H_a$ ) planteada se define el diagrama de la región de rechazo. En la siguiente figura, la región de aceptación es el área de color blanco bajo la curva normal y la región de rechazo es el área sombreada bajo la curva, debido a que la  $H_a$  es de tipo “Unilateral derecha”:

Figura N° 31. Región de aceptación y rechazo



Fuente: Elaboración propia, 2019.

Luego, utilizando el “estadístico o prueba  $Z$ ”, se calculó el valor de rechazo o crítico “ $z$ ” que es 1.64, el cual se realiza usando el nivel de significancia (0.05), de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla N° 38. Valores “ $z$ ” críticos

Nivel de significancia	Unilateral izquierda	Unilateral derecha	Bilateral
$\alpha = 0.1$	$Z_\alpha = -1.28$	$Z_\alpha = 1.28$	$Z_{\alpha/2} = +/-1.64$
$\alpha = 0.05$	$Z_\alpha = -1.64$	$Z_\alpha = 1.64$	$Z_{\alpha/2} = +/-1.96$
$\alpha = 0.01$	$Z_\alpha = -2.33$	$Z_\alpha = 2.33$	$Z_{\alpha/2} = +/-2.58$

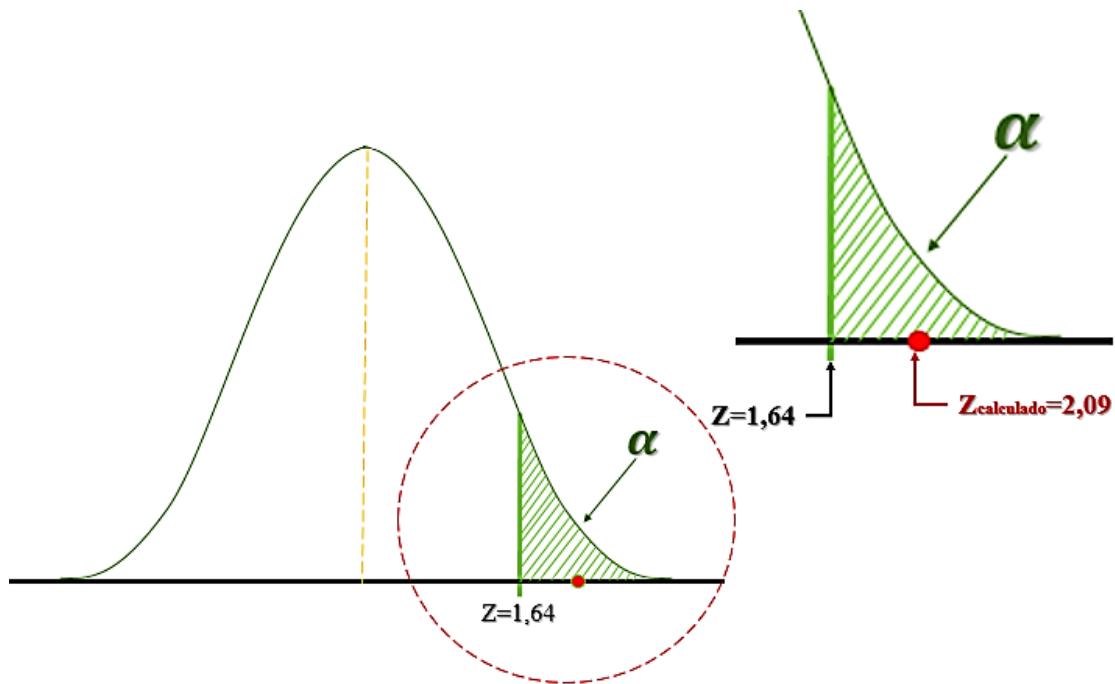
Fuente: (Córdova Zamora, 2009, pág. 424).

Además, (Córdova Zamora, 2009) señala que, cuando “ $n$ ” es mayor o igual a 30, entonces el valor del “ $z$ ” se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$z = \frac{\bar{P} - P_0}{\sqrt{\frac{P_0 \times (1-P_0)}{n}}} = \frac{0.64 - 0.5}{\sqrt{\frac{0.5 \times (1-0.5)}{56}}} = 2.09$$

Por tanto, de acuerdo con lo indicado, la regla de decisión de una prueba de hipótesis estadística para una proporción consiste en rechazar la hipótesis nula ( $H_0$ ) si el valor de “ $z$ ” calculado pertenece a la región de rechazo y no rechazarla en caso contrario.

Figura N° 32. Valor de “z” calculado en la región de rechazo



Fuente: Elaboración propia, 2019.

De lo anterior, se desprende que el valor de “z” calculado pertenece a la región de rechazo, entonces, en la presente investigación se rechaza la Hipótesis Nula ( $H_0$ ) y se acepta la Hipótesis Alternativa ( $H_a$ ). Razón por la cual, existe evidencia suficiente para reafirmar que más del 50% de los puntos muestreados (componentes suelo y agua) superan los “ECA agua y suelos”, evidenciando un impacto negativo al ambiente por el derrame de petróleo crudo ocurrido en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico (KM 41+833 del ONP).

Adicionalmente a lo mencionado, los excesos de los ECA suelos para los parámetros de F1, F2 y F3 de hidrocarburos y los ECA agua de los parámetros de Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales y Aceites y Grasas detectados permiten acreditar la contaminación de los componentes ambientales agua y suelo, los que alteran su composición física, química y biológica natural, y consecuentemente, alteran la funcionalidad de la flora y fauna que habita en ella, los que finalmente pudieron afectar la salud de las personas (Comunidad Nativa Cuninico).

Para el caso del componente “suelo”, de las 3 fracciones de hidrocarburos, la fracción F1 (fracción ligera) es muy tóxica pero muy volátil y no perdura en un ambiente tropical por mucho tiempo; la fracción F2 (fracción media) y F3 (fracción pesada) -en medio tropical- perduran en el ambiente más tiempo que la fracción F1 después de un derrame. Los hidrocarburos de bajo peso molecular de la fracción F2 son ligeramente tóxicos para diferentes tipos de plantas y fauna mesofauna (ej. lombrices) (Zavala, Morales y Adams, 2008). Además, los hidrocarburos de fracción F3 se caracterizan, por ser persistentes en el ecosistema, afectando a la flora, fauna y salud de las personas y la calidad del suelo, los cuales, podrían contener metales pesados dentro de su composición química, ocasionando la disminución e interferencia en los procesos de degradación natural del suelo (Montoya y Páez, 2012).

Para el caso del componente “agua”, los excesos de Hidrocarburos de Petróleo Aromáticos Totales ocasionan la reducción de la penetración de la luz solar y la paralización de la producción de oxígeno por parte de los organismos fotosintéticos, debido al efecto tóxico que se ejerce sobre sobre los miembros del eslabón primario de su cadena alimenticia (Miranda y Restrepo, 2005). Los Aceites y Grasas son lentamente degradables e insolubles en el agua y tienden a formar una capa delgada (película lipídica) en la superficie del cuerpo receptor (agua), que impide la penetración de la luz solar y el paso del aire (oxigenación y fotosíntesis) (Monterroso, 2011).

#### **D. Análisis de la afectación a la fauna, flora y salud de las personas**




##### **a. Fauna**

Durante las 3 primeras visitas de supervisión ambiental, el OEFA observó diversas especies afectadas por el derrame de petróleo crudo, tales como peces muertos dentro del Canal de Flotación y Canal de Descarga, 2 serpientes (reptil: boa y jergón) y peces muertos (shuyo, bufurqui, fasaco, carachama, entre otras) en el Canal de Descarga, 1 galápagos (mata mata) cubierto completamente de petróleo, entre otras, de acuerdo se resume en el siguiente detalle:



Tabla N° 39. Especies de fauna afectadas en el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame

N°	Visitas de supervisión	Hechos verificados por el OEFA
1	Primera visita de supervisión (del 2 al 5 de julio del 2014)	<p data-bbox="625 300 1356 352">Figura N° 33. Peces muertos impregnados con petróleo crudo (especies <i>fasaco</i> y <i>shuyo</i>), retirados del Canal de Flotación de la zona de mayor impacto</p>  <p data-bbox="1117 835 1286 865">04/07/2014 11:41</p>
2	Segunda visita de supervisión (del 9 al 13 de julio del 2014)	<p data-bbox="657 993 1323 1024">Figura N° 34. Especie conocida como boa, impregnada de petróleo crudo</p>  <p data-bbox="1128 1528 1286 1558">04/07/2014 11:41</p> <p data-bbox="646 1602 1328 1633"><i>Personal de Petroperú procedió a limpiar al reptil en presencia del OEFA.</i></p>

3	Segunda visita de supervisión (del 9 al 13 de julio del 2014)	<p>Figura N° 35. Peces muertos encontrados en la segunda barrera del Canal de Descarga al río Cuninico</p>  <p>Figura N° 36. Peces muertos (shuyo y bufurqui) afectados por el derrame de petróleo crudo en la segunda barrera del Canal de Descarga</p> 
4	Tercera visita de supervisión (del 22 al 15 de julio del 2014)	<p>Figura N° 37. Tortuga (matamata) impregnada en su totalidad con petróleo</p> 

Nota: La calidad de las fotografías fue mejorada con softwares online gratis "colourise.sg" y otros.  
Fuente: (OEFA, 2015, págs. 142-144) y (Diario Oficial El Peruano, 2015).

Asimismo, durante la cuarta visita de supervisión, el OEFA efectuó monitoreos ambientales en 5 estaciones en los músculos y vísceras de peces, a fin de evaluar su afectación a la pesca y recursos acuáticos (Mapa N° 10 y Anexo N° 10). De estos resultados se evidenció la acumulación del parámetro “Fenantreno” (OEFA, 2015, pág. 145), considerado un Hidrocarburo Aromático Policíclico (en adelante, HAP) con 3 anillos, ampliamente distribuido en los ecosistemas terrestres y acuáticos por fuentes de origen antropogénico y posee alta resistencia a la degradación química y biológica. Los peces pueden absorberlo a través de las branquias y mediante la ingestión de sedimentos o alimentos contaminados (Corredor, Mora y Escobar, 2012).

Además, es considerado un parámetro cancerígeno potencial, mutagénico y genotóxico (Otero, Cruz y Velasco, 2013), cuya afectación se evidencia sobre todo en las estaciones más próximas (C y D) a la zona de ocurrencia del derrame. El OEFA señaló que la metodología usada para evaluar la bioacumulación de Fenantreno es referencial, ya que lo relevante fue determinar su existencia en los tejidos musculares y vísceras que permitió demostrar un cambio negativo en la composición orgánica natural en los peces (OEFA, 2015, pág. 147).


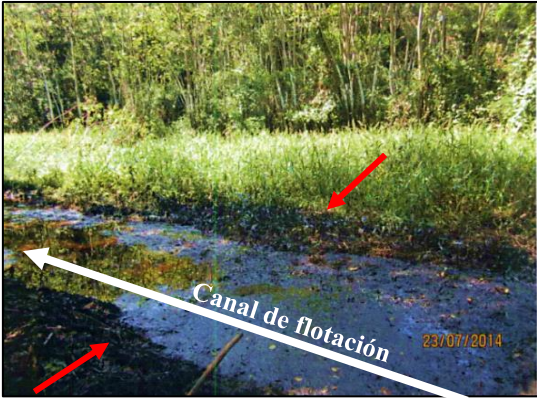

Por otro lado, en la misma visita de supervisión, el OEFA efectuó el monitoreo de colecta de plancton y macrobentos en 4 estaciones, donde se midieron los parámetros de macroinvertebrados bentónicos y HAP, con la finalidad de evaluar su afectación en el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame (Anexo N° 11). De los resultados de análisis de muestras de bentos procedentes del Canal de Flotación, se verificó que reflejaron la alteración de la diversidad acuática, ya que sólo se encontraron con vida a los organismos altamente resistentes a la contaminación. Con lo cual, queda demostrado que los recursos de pesca y recursos acuáticos contenían en su composición orgánica sustancias tóxicas que afectaron su vida acuática (OEFA, 2015, págs. 147-148).



#### **b. Flora**

Durante las 4 primeras visitas de supervisión, el OEFA observó diversa vegetación afectada por el derrame de petróleo, tales como especies *Mauritia*, *Hexua* (*aguaje*), *Crecropia sp.* (*cetico*), *Ficus sp.* (*renaco*), *Triplaris sp.* (*tangarana*), *Uncaria sp.*, (*uña*

de gato), así como también la presencia de diversos árboles y arbustos impregnados con petróleo crudo. En la cuarta supervisión se determinó que 72 especies de flora fueron impactadas por el derrame ocurrido:

Tabla N° 40. Especies de flora afectadas en el ámbito de la zona de ocurrencia del derrame

N°	Visitas de supervisión	Hechos verificados por el OEFA
1	Segunda visita de supervisión (del 9 al 13 de julio del 2014)	<p data-bbox="540 453 1385 506">Figura N° 38. Arbustos impregnados con petróleo, ubicados en la margen derecha del Canal de Flotación</p> 
2	Tercera visita de supervisión (del 22 al 15 de julio del 2014)	<p data-bbox="540 882 1385 934">Figura N° 39. Presencia de una película de petróleo crudo en el Canal de Flotación (márgenes y vegetales de la zona impregnados)</p>  <p data-bbox="540 1354 1385 1407">Figura N° 40. Árboles impregnados con petróleo en su tronco a una altura aproximada de 60 cm. (ubicados alrededor del Canal de Flotación)</p> 

3	Cuarta visita de supervisión (del 6 al 11 de agosto del 2014)	<p>Figura N° 41. Afectación de la flora que se encuentra colindante al Canal de Flotación</p>  <p>Figura N° 42. Afectación de la flora colindante al Canal de Flotación</p>  <p><i>La afectación se evidencia en tallos de las plantas debido a la impregnación de petróleo.</i></p>
---	---	---

*Nota: La calidad de las fotografías fue mejorada con softwares online gratis "colourise.sg" y otros.*

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 149-151) y (Diario Oficial El Peruano, 2015).

Petroperú en sus descargos manifestó que el gramalote es una especie que crece dentro del Canal de Flotación, considerada como medio de contención natural ante un derrame de petróleo en el ONP, que evita su migración hacia el exterior en la zona de reserva del ONP y sus alrededores (ya que el agua del canal es estancada) (OEFA, 2015, pág. 152).

Al respecto, la especie gramalote es conocida como "imperial" originaria de América del Sur y es una planta perenne que se caracteriza por tener tallos achatados, frondosos y suculentos con abundante agua y hojas alargadas lanceoladas (de 40 a 60 cm. y de 20 a 30 mm de ancho) y crece de forma erguida en zonas con climas húmedos y cálidos con precipitaciones entre los 1000 a 3500 mm anuales (González et al., 1997). Tiene gran importancia en la supervivencia de especies acuáticas, ya que proporciona alimento (directa o indirecta) y es refugio de diversas especies (Damaso, 2006). Por lo que, cumple

su funcionalidad natural en la supervivencia del ecosistema mediante la alimentación de especies, razón por la cual no puede ser considerado como un material con fines de contención de petróleo.

### **c. Vida o salud humana**

Caponi (1997), la define como un estado de relativo equilibrio de forma y función del organismo que resulta de su ajuste dinámico satisfactorio a las fuerzas que tienden a perturbarlo; en otras palabras, la salud es entendida exclusivamente como la ausencia de enfermedad. En ese contexto, el OEFA evaluó los siguientes aspectos: (i) existencia de población en la zona de influencia del derrame; (ii) afectación del recurso hídrico y suelo en el Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico; y, (iii) existencia de afectación objetiva, individualizada, debidamente acreditada y ocasionada por el derrame. El aspecto (ii) fue considerado como relevante en el análisis, debido a que la afectación de los canales (flotación y descarga) y del río Cuninico genera una situación de riesgo a la población aledaña (OEFA, 2015, pág. 153).

#### **- *Existencia de población en la zona de influencia del derrame***

La “zona de influencia” es conocida como el área geográfica que podría ser afectada por el desarrollo de las actividades de un proyecto determinado y puede ser de 2 tipos: (i) directa; e, (ii) indirecta. La primera es el área donde puntualmente sucederán los impactos positivos y/o negativos; mientras que la segunda es el área que establece hasta dónde alcanzarán los efectos ambientales producidos por un determinado hecho en la zona de influencia directa (UNAD, 2015).

En el PAMA del ONP, no se definió la zona de influencia directa e indirecta; por ello, el OEFA consultó diversas fuentes respecto a la ubicación de las Comunidades Nativas a fin de determinar sus zonas de influencia. Para ello, se utilizaron las Bases Cartográficas del OEFA e información del Instituto del Bien Común (IBC) como insumos para la elaboración del mapa temático denominado “Supervisión especial del 9 al 13 de julio de 2014 – Derrame de petróleo crudo en el ONP KM 42 – Tramo 1”, donde se determinó que sí existe población en la zona de influencia del derrame (Mapa N° 7), cuyo detalle se muestra a continuación (OEFA, 2015, págs. 154-155):

Tabla N° 41. Población de la zona de influencia del derrame de petróleo en el distrito Urarinas, provincia y departamento de Loreto

Zona de influencia	Comunidad Nativa	Cuenca hidrográfica	Características adicionales
Directa	Cuninico	Media baja del río Marañón	Comunidad Nativa Por Titular. <b>Familia lingüística:</b> Tupi-Guaraní. <b>Pueblo indígena:</b> Cocama-Cocamilla (Kukama-Kukamiria). Ubicada antes de la confluencia de los ríos Cuninico y Marañón, es decir, aguas abajo del punto donde ocurrió el derrame de petróleo (está aguas abajo del punto donde ocurrió el derrame). Se encuentra dentro de la Zona de Amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria.
	Guineal		Comunidad Nativa Titulada. <b>Familia lingüística:</b> Shimaco. <b>Pueblo indígena:</b> Urarina. Ubicada a 300 metros al norte del punto donde ocurrió el derrame de petróleo. Se encuentra dentro de la Zona de Amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria.
Indirecta	San Francisco		Comunidad Nativa Por Titular. <b>Familia lingüística:</b> Tupi-Guaraní. <b>Pueblo indígena:</b> Cocama-Cocamilla (Kukama-Kukamiria). Ubicada en la margen izquierda del río Marañón, a una distancia aprox. de 17.6 KM al sureste del punto donde ocurrió el derrame de petróleo (aguas arriba de la confluencia de los ríos Marañón y Cuninico). Se encuentra dentro de la Reserva Nacional Pacaya Samiria.
	Nueva Esperanza		Comunidad Nativa Por Inscribir. <b>Familia lingüística:</b> Tupi-Guaraní. <b>Pueblo indígena:</b> Cocama-Cocamilla (Kukama-Kukamiria). Ubicada en la margen izquierda del río Marañón, a una distancia aprox. de 27.9 KM al sureste del punto donde ocurrió el derrame de petróleo (aguas arriba de la confluencia de los ríos Marañón y Cuninico). Se encuentra dentro de la Reserva Nacional Pacaya Samiria.

Adaptado por la tesista.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 154) e (IBC, 2016).

De la tabla anterior se observa que, dentro de la zona de influencia directa se encuentran las Comunidades Nativas de Cuninico y Guineal; y, de la indirecta, las Comunidades Nativas de San Francisco y Nueva Esperanza. Sin embargo, para efectos de la presente investigación, sólo se consideraron los impactos ambientales negativos en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, toda vez que fue la población directamente afectada por encontrarse inmediatamente aguas abajo del lugar donde ocurrió la falla (KM 41+833 del ONP). Además, de acuerdo con lo visualizado en el Mapa N° 7 “Mapa de Centros Poblados y Comunidades Nativas”, la Comunidad Nativa más cercana a la zona del derrame es Guineal, sin embargo, no fue afectada de forma directa ya que ésta se encuentra aguas arriba del punto donde ocurrió la falla.

- ***Afectación del recurso hídrico y suelo en el Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico***

De conformidad con los resultados de los monitoreos ambientales efectuados por el OEFA, DIGESA, ANA y Petroperú en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, se demostró que el derrame ocurrido el 30 de junio del 2014 ocasionó la afectación de cuerpos de agua y suelos, debido a que se detectaron excesos en los parámetros de Hidrocarburos de petróleo y Aceites y Grasas y en las fracciones F1, F2 y F3 de hidrocarburos en diversas zonas (OEFA, 2015, págs. 156-168).

Por lo cual se concluye que, la población de la Comunidad Nativa Cuninico, suelos y aguas del Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico fueron afectadas por el derrame de petróleo y reportan un grado de contaminación. Razón por la cual, se evidencia que este suceso originó un daño potencial a la vida y salud de las personas que se encuentra en la zona de influencia, ya que las sustancias contaminantes detectadas tienen características tóxicas y podrían ser ingeridas por la población, mediante la ingesta de alimentos o en el desarrollo de sus actividades económicas (OEFA, 2015, págs. 170-171).

- ***Existencia de afectación objetiva, individualizada, acreditada y ocasionada por el derrame***

El OEFA dentro de sus competencias, como organismo público técnico especializado, adscrito al MINAM, encargado de la fiscalización ambiental, que tiene el objetivo de asegurar el adecuado equilibrio entre la inversión privada en actividades económicas y la protección ambiental, evaluó lo establecido en el artículo 19° de la (Diario El Peruano, 2015), el cual señala que el daño real y muy grave a la vida y salud de las personas supone que la afectación sea objetiva, individualizada y debidamente acreditada (OEFA, 2015, pág. 171). En ese sentido, se evaluó si la población de la zona de influencia de ocurrencia del derrame fue afectada en su vida o salud, para lo cual se analizó la información de: (i) diarios televisivos (Panamericana Televisión, entre otros); (ii) la cuarta supervisión efectuada por el OEFA; (iii) fotografías y videos de la población; e, (iv) información de Petroperú y entidades competentes en materia de salud:



Tabla N° 42. Documentación evaluada por el OEFA respecto al daño a la vida o salud humana

N°	Lista de documentación	Fuente	Análisis
1	Lista de atención de personas en el Centro de Salud de Mapuyco.	Cuarta supervisión ambiental de campo (del 6 al 11 de agosto del 2014).	En el reporte no se señalan las causas de enfermedades como amigdalitis, urticaria y diarreas agudas, por lo que no fue posible determinar que se produjeron como consecuencia del derrame.
2	Encuestas realizadas a la población de la Comunidad de Cuninico sobre el derrame.		Comprenden 25 encuestas realizadas a miembros de la Comunidad Nativa Cuninico y testimonios, así como fotografías y videos sobre el impacto del derrame de petróleo. Sin embargo, no generan convicción respecto de las enfermedades señaladas y su relación con el derrame.
3	Fotografías y videos con testimonios de la población Cuninico.		
4	7 constancias emitidas por el licenciado en enfermería (Carlos Lobato Carpio), encargado de la Micro Red Maypuco de su centro de salud (22 de agosto de 2014) de capacitaciones realizadas.	Descargos presentados por Petroperú el 27 de agosto de 2014.	La Dirección Regional de Salud de Loreto y la doctora que dirigió el centro de asistencia de Cuninico, la señorita Carmen Paredes Salazar, presentaron información respecto de las incidencias de enfermedades generadas antes y después de la ocurrencia del derrame con la finalidad de demostrar que el número de atenciones se mantuvo constante y que no se reportaron casos vinculados al derrame.  Además, en el marco de la labor del OEFA, realizaron consultas y solicitaron información sobre las consecuencias del derrame en la salud de la población a las autoridades locales y nacionales competentes en materia de salud. Estas autoridades remitieron comunicaciones de respuesta, pero no reportaron ningún caso de afectación real a la vida o salud de las personas.
5	Acta de Atención médica del 22 de agosto de 2014 (Campaña médica y actividades recreativas).		
6	Acta de atención médica del 13 de agosto de 2014 (Campaña médica).		
7	Acta de atención médica del 20 de agosto de 2014 (Campaña médica).		
8	Plan Operativo Institucional del 2013, emitido por la DIRESA - Loreto.		
9	Reporte Epidemiológico de Loreto del 2104 (SE 30), emitido por la Dirección de Epidemiología de la DIRESA – Loreto.		
10	Hoja MSDS del petróleo industrial N° 500, remitido por Petroperú en diciembre de 2013.		
11	Declaración de la doctora (Carmen Paredes Salazar) que dirigió el centro asistencial de la zona del derrame.	Razón Subdirectoral de fecha 18 de marzo de 2015.	
12	Video del reportaje “Manto negro en Iquitos – derrame de Petroperú y su insólita medida” emitido por el medio “Panamericana Televisión”.	Razón Subdirectoral de fecha 18 de marzo de 2015.	Se apreciaron imágenes del personal a cargo de la limpieza de la zona, donde se evidenció que se encuentran a cargo de labores de remediación.
13	Oficio N° 0675-2015/DEPA/DIGESA	DIGESA.	Las autoridades citadas remitieron comunicaciones de respuesta, pero no reportaron ningún caso de afectación real a la vida o salud de las personas.
14	Oficio N° 209-2015-GRL-DRSL/30.09.04	DIRESA - Loreto	
15	Oficio N° 202-2015-DGE-DVE-JVSP/MINSA	Dirección General de Epidemiología - Ministerio de Salud.	
16	Oficio N° 002134-2015/DG/DIGESA	DIGESA.	
17	Oficio N° 401-2015-J-OPE/INS	Instituto Nacional de Salud - Ministerio de Salud.	

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 171-172).

De lo anterior, se concluye que luego de la información recopilada y de las consultas realizadas a las autoridades competentes en materia de salud, no se acreditó el daño real a la vida o salud humana como consecuencia del derrame de petróleo, pero sí se acredita el daño potencial a la vida o salud humana (OEFA, 2015, pág. 173) (Mapa N° 11).

### E. Afectación inmediata y actual y temporalidad del petróleo en el ambiente

Al presente año, han pasado 6 años desde la fecha que ocurrió el derrame en el KM 41+833 del ONP, donde el petróleo crudo vertido al ambiente ocasionó impactos negativos, de acuerdo se describe en el siguiente cuadro:

Tabla N° 43. Resumen de impactos ambientales negativos

N°	Componentes afectados	Impactos negativos
1	Suelos	Los excesos de los ECA suelos detectados en los 16 puntos para los parámetros de las fracciones F1, F2 y F3 de hidrocarburos podrían ocasionar la modificación y/o alteración de su estructura y capacidad de intercambio catiónico, reducción del intercambio de gases, aumento del contenido de carbono orgánico, acidificación del suelo, lo cual -en conjunto- provoca una reducción de su fertilidad y ocasiona la alteración en sus propiedades físicas, químicas y biológicas (Miranda y Restrepo, 2005).
2	Cuerpos de agua	Los excesos de los ECA agua detectados en el punto "A-03" del Canal de Descarga, 10 puntos del Canal de Flotación y 9 puntos del río Cuninico, para los parámetros Hidrocarburos totales de petróleo HTTP y Aceites y Grasas podrían producir la reducción de la penetración de la luz solar y la paralización de la producción de oxígeno por parte de los organismos fotosintéticos.
3	Flora	Ocasionó la decoloración de hojas y en algunos casos la muerte de especies tales como gramalote, cetico, espintana, shimbillo, yacuruna caspi, ojé, ñejilla, plata caspi, capirona, aguaje, pashaquillo, moena amarilla, punga, cumala, renaco, pichirina, charichuelo, tangarana, uña de gato y otra vegetación propia de la zona.
4	Fauna	Produjo la muerte de diversas especies de fauna terrestre y acuática: 2 serpientes (reptil: boa y jergón) y peces muertos (shuyo, bufurqui, fasaco, carachama, entre otras) en el Canal de Descarga y 1 galápagos (mata mata), los que se encontraron cubiertos de petróleo. Además, la presencia del parámetro Fenantreno en los músculos y vísceras de peces podría generar alteraciones genéticas (ej. nacimiento de larvas deformes).
5	Salud de las personas	Los excesos de los parámetros F1, F2 y F3 de hidrocarburos en los suelos, Hidrocarburos totales de petróleo HTTP y Aceites y Grasas en los cuerpos de agua, la presencia de Fenantreno y la decoloración y/o muerte de la flora de la zona de estudio, podrían generar un daño potencial a la vida y la salud de la población que habita en el ámbito de la Comunidad Cuninico, debido a que estos podrían ingerirlos y contaminarse con estas sustancias altamente tóxicas.
6	Socioeconómica	Podría generar: (i) afectación de las actividades de construcción de sus viviendas y arquitectura de ciertos requerimientos climáticos, ya que la población utiliza como insumos la madera de especies como capirona, cedro blanco y rojo, requia, bolaina, entre otros; (ii) afectación de sus actividades económicas (productos en venta) de especies como aguaje y de sus actividades cotidianas de consumo, ya que la mayoría de la población se alimenta de especies de flora y fauna que crecen en la zona; y, (iii) alteración de sus actividades agrícolas, debido a los suelos contaminados por el derrame de petróleo.

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Castro (2007) y García, Arreguín y Hernández (2004) señalan que el tiempo de permanencia del petróleo en el ambiente (suelos y sedimentos) puede darse durante años o indefinidamente, es decir, es de largo plazo.

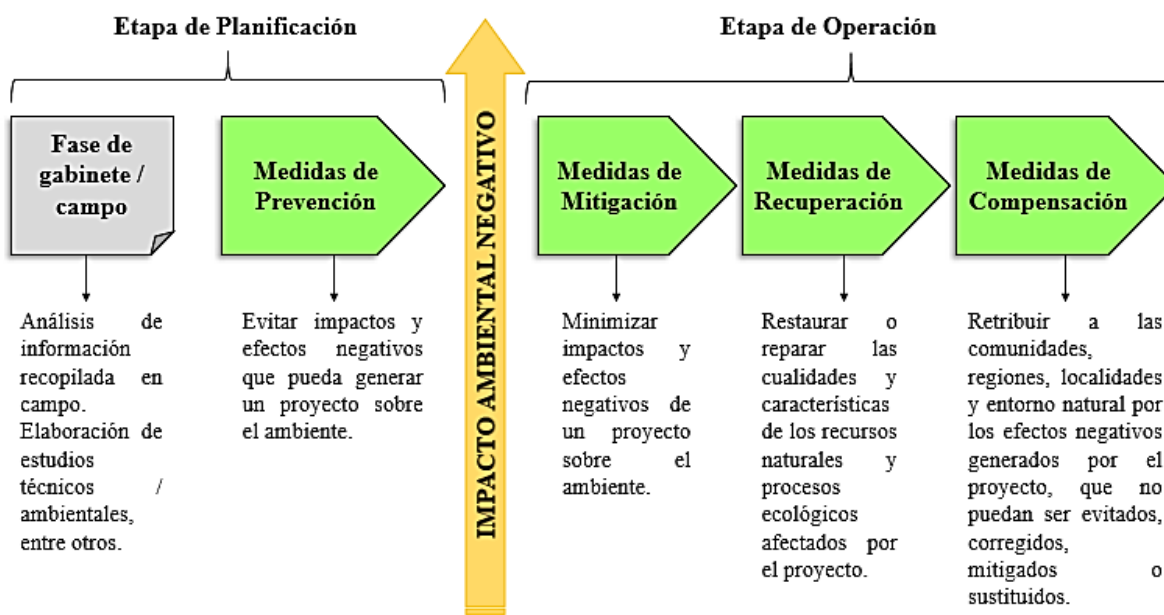
Al momento de ocurrido el derrame (30 de junio 2014), el petróleo entró en contacto con los cuerpos de agua (Canales de Flotación y Descarga y río Cuninico) y dentro de las 48 horas: (i) se dispersó por el caudal y agitación superficial; (ii) pequeñas cantidades se evaporaron (20%) (Silos, 2008); y, (iii) se hundió debido al incremento de su densidad respecto al agua circundante, adhiriéndose en los sedimentos del lecho de los cuerpos de agua citados. Además, en los suelos arcillosos existentes del ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, el petróleo pudo penetrar hasta máximo 0.3 metros de profundidad, según diversos estudios de (Baker, Caisse y Johnson, 2009), (Benzagouta, 2011), (Izdebska et al., 2011) y (Sandoval, 2008), debido a la baja permeabilidad de sus suelos, que satura los espacios aéreos y desplaza al oxígeno necesario para la vida de las raíces, lo que afectó a los microorganismos que lo habitan. Asimismo, en estos suelos (alto contenido de materia orgánica), el petróleo se pudo adherir fuertemente a las partículas y restos vegetales, permaneciendo por más tiempo en el ambiente (Castro, 2007).

Aunado a ello, los impactos negativos inmediatos a la fecha de su ocurrencia son: (i) volatilización de los compuestos livianos, lo que pudo provocar la afectación de la atmósfera cercana que se caracteriza por ser altamente peligrosa en climas calurosos y sin viento ya que los hidrocarburos pueden saturarse en un solo lugar; (ii) degradación por fotólisis en un 3% aprox.; (iii) hidrofobización de los primeros centímetros de suelo que se queda encapsulado por el crudo, ocasionando la inhibición del intercambio de nutrientes suelo – solución; (iv) separación cromatográfica de los hidrocarburos livianos y pesados en el perfil del suelo e infiltración de metales pesados; (v) potencial degradación química y biológica de los hidrocarburos por sustancias y microorganismos existentes en el suelo; entre otros (Brutti, Beltrán y García, 2018).

#### 4.9. Propuestas de prevención y mitigación – recuperación ambiental

Tal como se mencionó en el “Capítulo II: Marco Teórico”, las medidas de prevención están orientadas a aquellas acciones que tienen la finalidad de prevenir una amenaza de daño; mientras que, las medidas de mitigación – recuperación ambiental, son acciones que tienen la finalidad de minimizar impactos o reparar los efectos ocasionados en el ambiente. Para mayor entendimiento, se muestra la siguiente figura:

Figura N° 43. Medidas ambientales de prevención y mitigación



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Además, se aprecia que las medidas preventivas se introducen en la fase de planificación de un proyecto determinado y antes de la ocurrencia de algún impacto negativo; y, las de mitigación - recuperación, en la fase de funcionamiento (operativa) y después de ocurrido el impacto negativo. En tal sentido, en los siguientes ítems, se describen las propuestas de prevención a fin de contribuir a la disminución de sucesos similares futuros; y, mitigación - recuperación relacionadas a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame (durante su transporte mediante el ONP) en el suelo, cuerpos de agua, flora y fauna del área de estudio.

#### 4.9.1. Propuesta de medidas de prevención

Tal como se mencionó en el ítem “Análisis de ejecución de los mantenimientos internos y externos al Tramo I del ONP” que obra en los resultados de la investigación, dentro de las obligaciones ambientales establecidas en el PAMA de Petroperú, se encuentran la ejecución de inspecciones internas y externas al ONP; sin embargo, no se detallan las frecuencias de su ejecución (semestrales, anuales, etc.). Ello es un indicador del porqué en los últimos 10 años Petroperú habría sido responsable de diversos derrames de petróleo cuyas causas generalmente son por falta de mantenimiento preventivo.

Tabla N° 44. Derrames de petróleo acontecidos en el ONP de Petroperú (periodo 2011 – 2019)

N°	Fecha de la emergencia ambiental	Ubicación del derrame de petróleo	Departamento	Provincia	Distrito
1	3 de abril 2011	Estación N° 7, ubicado en el KM 513+500 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Utcubamba	El Milagro
2	26 de diciembre 2012	Zona Industrial de la Estación N° 1, ubicado en el Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
3	13 de abril 2012	KM 791+600 del Tramo II del ONP.	Piura	Sechura	Sechura
4	4 de setiembre 2012	KM 397+300 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Condorcanqui	Nieva
5	21 de setiembre 2013	KM 504+400 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Bagua	Bagua
6	25 de mayo 2014	KM 547+463 del Tramo II del ONP.	Cajamarca	Jaén	Jaén
7	26 de junio 2014	Zona Industrial de la Estación N° 1, ubicado en el Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
8	30 de junio 2014	KM 41+833 del Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
9	18 de setiembre 2014	KM 609+031 del Tramo II del ONP.	Cajamarca	Jaén	Pucara
10	16 de noviembre 2014	KM 20+190 del Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
11	18 de noviembre 2014	KM 622+500 del Tramo II del ONP.	Cajamarca	Jaén	Pomahuaca
12	10 de diciembre 2014	KM 835+200 del Tramo II del ONP.	Piura	Sechura	Parachique
13	27 de diciembre 2014	KM 814+500 del Tramo II del ONP.	Piura	Sechura	Parachique
14	19 de febrero 2015	KM 504+086 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Bagua	La Peca
15	21 de setiembre 2015	KM 797+150 del Tramo II del ONP.	Piura	Sechura	Sechura
16	14 de octubre 2015	Línea de recirculación de 6” del tanque 11D13.	Piura	Sechura	Sechura
17	2 de noviembre 2015	KM 569+713 del Tramo II del ONP.	Cajamarca	Jaén	-
18	6 de noviembre 2015	KM 516+408 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Utcubamba	El Milagro
19	25 de enero 2016	KM 440+785 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Condorcanqui	Imaza
20	3 de febrero 2016	KM 206+031 del Ramal Norte del ONP.	Loreto	Datem del Marañón	Morona
21	24 de junio 2016	KM 213+320 del Tramo I del ONP.	Loreto	Datem del Marañón	Barranca
22	14 de octubre 2016*	Entre los KM 82 y 83 del Tramo I del ONP.	Loreto	Alto Amazonas	Lagunas
23	25 de setiembre 2016*	Altura del KM 64 del Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
24	2 de noviembre 2016*	Altura del KM 103 del Tramo I del ONP.	Loreto	Alto Amazonas	Lagunas
25	26 de octubre 2017*	Altura del KM 23,5 del Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
26	8 de noviembre 2017*	Altura del KM 221,5 del Oleoducto Ramal Norte (ORN).	Loreto	Datem del Marañón	Manseriche
27	1 de marzo 2018*	Altura del KM 20+100 del Tramo I del ONP.	Loreto	Loreto	Urarinas
28	18 de junio 2019*	Altura del KM 237 del Oleoducto Ramal Norte (ORN).	Loreto	Datem del Marañón	Manseriche
29	9 de julio 2019*	Altura del KM 371+734 del Tramo II del ONP.	Amazonas	Bagua	No se precisa

(\*) Obtenidos del portal web de la SPDA.

Fuente: (OEFA, 2016, págs. 8-9), (SPDA, 2019).

En razón a ello, se desarrollaron las propuestas de prevención relacionadas a acciones de mantenimientos integrales considerando normas técnicas de países como Estados Unidos de América (NORMAS API RP 1160 y ASME B31.4), Nicaragua, Ecuador y Colombia y otras investigaciones internacionales relacionadas al transporte de petróleo.

#### **A. Control de corrosión (interna y externa)**

Como medida de control ante problemas de corrosión interna y externa en las tuberías del ONP que no se encuentren muy deterioradas -en caso contrario, inmediatamente deben pasar a un mantenimiento correctivo (descrito más adelante)-, se ha optado por proponer medidas de prevención relacionadas a la ejecución de los mantenimientos integrales, Estas fueron propuestas tomando en cuenta las condiciones en las que se encuentra la tubería del ONP en el ámbito de la zona donde ocurrió la falla, tales como:

- Tubería de 24 pulgadas de diámetro exterior, de material de acero con un límite de fluencia de 52 000 psi o 36.6 kg/mm<sup>2</sup>.
- Tubería que transporta petróleo crudo de 0.905 de peso específico (agua: 1) y viscosidad de 52 CST, de 24.85 API / 18°C aprox.
- Tubería sumergida, sobre todo en época de lluvias (contenida en el Canal de Flotación);
- Rodeada de un clima tropical y diversas especies boscosas (flora) y fauna propia de la región amazónica.

#### **- *Smart PIG o “Chancho inteligente”***

Herramientas consideradas dentro de los métodos de “Ensayos No Destructivos - END”, utilizadas para limpieza de la tubería, detección de defectos, calibración, determinación de medidas geométricas en la tubería, inspección interna y aplicación de inhibidores de corrosión; es decir, suministran información de la condición e integridad interna y externa de la tubería. Existen 2 tipos: (i) Magnetig Flux Leakage – MFL; y, (ii) Ultrasonido (UT); siendo la más utilizada en el mundo la primera, ya que es la menos costosa (Navas y Solis, 2007).

El PIG es un pistón de movimiento libre que es insertado dentro de la tubería que transporta petróleo, colocado al principio del ducto o en alguna sección mediante

“trampas de envío”, el cual se desplaza a través del ducto por el mismo fluido que transporta hasta llegar a la “trampa de recibo” en donde es sacado o recuperado; este procedimiento se le conoce como “corrida del diablo” (Solis, 2005).

- ***Inspecciones visuales en el DDV***

El DDV es el espacio o franja de terreno permitido a la empresa operadora que transporta petróleo, que tiene la función de alojar al ducto por donde éste es transportado (González, 2003). Actualmente, el ancho del DDV es consignado y propuesto dentro del instrumento de gestión ambiental elaborado por la empresa operadora, y aprobado por la autoridad certificadora (MINEM o SENACE), según sea el caso. En el Perú, por ejemplo, el ancho permitido del DDV es de 25 metros aprox.; mientras que en México (González, 2003) no debe ser menor a 20 metros aprox. En ese sentido, las inspecciones visuales se realizan a través de: (i) mantenimientos del DDV; y, (ii) patrullajes continuos (por medio de recorridos de campo terrestres y/o aéreos) a modo de vigilancia (NORMA API RP 1160, 2013) y (NORMA ASME B31.4, 2016).

a. Mantenimientos del DDV

Son acciones que se realizan a través de cuadrillas de mantenimiento que tienen la finalidad de mantener clara visibilidad y dar acceso razonable al personal encargado de las labores de patrullaje al DDV, conservar el acceso a las ubicaciones de las válvulas y proteger la tubería contra el arrastre por torrentes de agua y erosión de suelos. Además, consisten en realizar la poda, corte y segado de la vegetación que pueda dañar la pared de la tubería.

b. Programas de Patrullaje al DDV

Los programas de patrullaje tienen la finalidad de: (i) observar las condiciones de superficie de la tubería y zonas adyacentes al DDV; (ii) detectar posibles fugas y actividades de construcción que no sean de la empresa operadora (construcción de caminos, limpiado de zanjas, excavaciones y otras invasiones que se hagan al sistema del ducto y cualquier otro factor que afecte su seguridad y operación); (iii) advertir a tiempo el crecimiento no controlado de la vegetación aledaña (ej. en zona de selva), anuncios y señalizaciones que podrían caer encima del ducto y dañar su pared externa; (iv) alertar la presencia de terceros (personas extrañas al proyecto) que atenten con la integridad del ducto (que puedan cortar la tubería, realizar excavaciones o construir estructuras); (v)

prevenir deslizamientos (provocados por erosión) e inestabilidad de suelos; y, (vi) verificar el estado de las válvulas de bloqueo, aislamiento, reguladoras de presión y de relevo (elementos accesorios del ducto). Respecto al estado de estas válvulas, se recomienda efectuar el cepillado y/o raspado y luego realizar el pintado y aplicar una capa de material de contenido epóxico, a fin de evitar la aceleración del proceso de corrosión; mientras que, respecto a los deslizamientos e inestabilidad de suelos se recomienda la ejecución de monitoreos topográficos para verificar la dirección y profundidad del desplazamiento del ducto en los suelos del DDV.

- ***Sistema de protección catódica***

Es un método que aprovecha el principio electroquímico de la corrosión, transportando un gran cátodo a una estructura metálica (tubería del ONP) ya sea que se encuentre enterrado o sumergido. Para ello, es necesario la utilización de fuentes de energía externa mediante el empleo de ánodos galvánicos, que difunden la corriente suministrada por un transformador-rectificador de corriente. Este mecanismo implica una migración de electrones hacia el metal a proteger (tubería), los que se trasladan desde ánodos externos que están ubicados en sitios previamente identificados (Navas y Solis, 2007). En tal sentido, las instalaciones de protección catódica para ductos nuevos o existentes deben ser mantenidas en buenas condiciones de servicio e inspeccionarse los rectificadores de corriente de protección catódica u otras fuentes de electricidad, por lo menos cada 2 meses (NORMA API RP 1160, 2013) y (NORMA ASME B31.4, 2016).

- ***Revestimiento de protección***

Son el sistema de protección de superficies metálicas utilizados para evitar la corrosión mediante sellado de superficies (MINEM, 2002); es decir, es la aplicación de revestimientos como pinturas que tienen la función de prevenir que agentes externos se impregnen al material de la pared externa de la tubería que transporta hidrocarburos (Espinoza y Calle, 2014).



- **Mantenimiento de válvulas**

Son acciones realizadas a las válvulas de bloqueo de la tubería, las cuales deben ser inspeccionadas y mantenidas según sea necesario para asegurar las condiciones de operación adecuadas y evitar fugas de petróleo (NORMA ASME B31.4, 2016).

**B. Control en tiempo real e insitu (otros)**

- **Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)**

El SCADA permite agilizar la detección en forma acertada (a tiempo real) y la capacidad de respuesta de movilización requerida para detener la liberación del flujo (derrame y/o descarga) y reparar la fuga, el cual se basa en computadores que supervisan y controlan a distancia una instalación de cualquier tipo, que provee información procesada por un computador para determinar la existencia de fugas de petróleo durante su transporte por tuberías, su tamaño relativo y ubicación, cerrar las válvulas y bombas necesarias (Puma, 2006).

- **Señales de marcado (marcadores aéreos)**

Llamados marcadores aéreos (carteles), utilizados de señalización que son instaladas a lo largo de la tubería en áreas de desarrollo y crecimiento para protegerla de la invasión por parte del público, a fin de localizar apropiadamente e identificar el sistema de ductos. Estas señales deben tener el nombre de la empresa operadora, y, donde sea posible, un teléfono para contactos de emergencia; también se deben instalar carteles de señal adicionales.

Tabla N° 45. Medidas de prevención propuestas para el control de fallas de tuberías en operación

Tipo	Descripción	Frecuencia propuesta	Recomendaciones adicionales	Fuente de frecuencia	Venezuela (1)
<b>Interno</b>	Smart Pig o “Chancho inteligente”	No exceder los 6 meses.	---	(NORMA ASME B31.4, 2016) y (NORMA API RP 1160, 2013) versión en inglés.	No mayor a 6 meses.
<b>Externo</b>	Inspecciones visuales en el DDV	Mantenimiento del DDV <sup>(2)</sup> y Programa de Patrullajes: Por lo menos cada 2 semanas.	Contratar a la población asentada a lo largo del ONP -previa capacitación-, a fin de evitar que éstos puedan causar atentados contra las instalaciones de la empresa operadora. Realizar por lo menos 2 veces al año patrullajes aéreos en las zonas más críticas de la tubería.	(NORMA ASME B31.4, 2016) y (NORMA API RP 1160, 2013) versión en inglés.	<b>Patrullajes:</b> No debe exceder los 30 días. <b>Recorridos aéreos:</b> Como mínimo cada 60 días.

			Se recomienda adquirir drones para efectuar los patrullajes aéreos como acompañamiento.		
	Sistema de protección catódica	Por lo menos 1 vez al año, no exceder los 15 meses.	Se recomienda utilizar: (i) Protección catódica con ánodos de sacrificio (enterrados); o, (ii) Protección con corriente impresa, debido a que son los más utilizados en climas tropicales (Ecuador, Brasil, etc.).	(NORMA ASME B31.4, 2016) y (NORMA API RP 1160, 2013) versión en inglés.	Entre cada 6 meses o 1 vez al año.
	Revestimiento de protección o pinturas	Por lo menos cada 3 años.	Contratar a la población asentada a lo largo del ONP -previa capacitación-, a fin de evitar que éstos puedan causar atentados contra las instalaciones de la empresa operadora.	(NORMA ASME B31.4, 2016) y (NORMA API RP 1160, 2013) versión en inglés.	---
	Mantenimiento de válvulas	Por lo menos 1 vez al año.	---	(NORMA ASME B31.4, 2016) y (NORMA API RP 1160, 2013) versión en inglés.	Por lo menos 1 vez al año.
<b>Otros</b>	SCADA	Continua.	---	Nicaragua, Ecuador y Colombia <sup>(3)</sup> .	---
	Señales de marcado	Continua.	Se recomienda que tengan un lenguaje entendible y sencillo.	(NORMA ASME B31.4, 2016) y (NORMA API RP 1160, 2013) versión en inglés.	---

(1) (De La Cruz, 2011, págs. I-3 - I-32); (2) Si no amerita realizar mantenimientos, se continuará con las acciones de patrullaje; (3) Nicaragua: (Zelaya y Arbuola, 2015), Ecuador: (Romero, 2006) y Colombia: (Campuzano et al., 2017).

Fuente: Adaptado de (NORMA API RP 1160, 2013), (NORMA ASME B31.4, 2016) e investigaciones de Nicaragua, Ecuador y Colombia.

### C. Actualización de su instrumento de gestión ambiental (PAMA)

De forma previa, cabe precisar que el OEFA -mediante Resolución Directoral N° 012-2016-OEFA/DS del 15 de febrero del 2016- ordenó a Petroperú como medida preventiva la actualización del instrumento de gestión ambiental a efectos que se incluya: (i) la evaluación integral de impactos identificados en la actividad de transporte de hidrocarburos a través del ONP; y, (ii) los compromisos ambientales que resulten aplicables para garantizar el adecuado manejo y mitigación de los impactos generados de sus actividades. Luego, mediante Resolución N° 026-2016-OEFA/TFA-SEE del 22 de abril del 2016, el Tribunal de Fiscalización Ambiental – TFA (segunda instancia administrativa del OEFA) confirma la medida preventiva, en la que se señala que los diversos derrames de petróleo, la falta de mantenimiento integral al ONP y los impactos ambientales negativos ocasionados por las emergencias ambientales representan una

situación de inminente peligro o alto riesgo de producir un daño grave al ambiente, los recursos naturales y salud de las personas y una posible acumulación de daños de mayor gravedad (OEFA, 2016). Sin embargo, a la fecha, Petroperú no cuenta con un instrumento de gestión ambiental actualizado del sistema de transporte de hidrocarburos del ONP. Por ello, en la presente investigación se recomienda que Petroperú realice la actualización de su PAMA del año 2003, a fin de que pueda adecuarse a la normatividad ambiental vigente y a las condiciones climáticas, ambientales y sociales que han venido afectando el desarrollo de sus operaciones de transporte de petróleo. Ello, sumado a la inadecuada ejecución de sus compromisos ambientales que no cumplen con prevenir y evitar posibles roturas o fallas en el ONP y a los numerosos casos de derrames de petróleo acontecidos a la actualidad.

A efectos del presente estudio y en aras de contribuir a la conservación del ambiente, se recomiendan algunas mejoras a considerar en cada uno de los capítulos que como mínimo debería contar la actualización del PAMA conforme a la normatividad ambiental vigente (Ley y Reglamento del SEIA y sus modificatorias, entre otras), así como también contar con la vigencia de los permisos ambientales del ANA, DIGESA, SERFOR, SERNANP, entre otros (según corresponda):

Tabla N° 46. Obligaciones ambientales de la actualización del PAMA propuestas

Capítulos	Descripción de las mejoras propuestas en la investigación
Descripción del Proyecto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Considerar las etapas relacionadas al transporte de petróleo crudo a través del ONP: planificación, construcción, operación, mantenimiento y abandono, que incluya el tiempo de ejecución, la totalidad de componentes (existentes y nuevos, según corresponda), obras, cronograma de actividades, entre otras que la autoridad certificadora considere.</li> <li>- Describir todos los cuerpos de agua formados (existentes y nuevos) por las condiciones climáticas del ámbito del ONP tales como por ejemplo el Canal de Descarga que se originó producto de factores externos y que inicialmente Petroperú no lo tenía identificado.</li> <li>- Consignar de forma detallada en un Plano Descriptivo el total de instalaciones con sus correspondientes distancias del ONP (ubicación de estaciones de bombeo, longitud del sistema de ductos del ONP y del DDV, número de tanques de recepción y despacho, válvulas, quebradas y/o ríos que cruzan el ONP, áreas de cultivos, poblaciones asentadas y/o aldeñas al ONP, entre otros, en coordenadas UTM Datum WGS84).</li> <li>- Consignar la implementación una estación meteorológica en cada zona donde se hayan presentado problemas de lluvias intensas que afectaron la integridad del ducto del ONP).</li> <li>- Delimitar las zonas o áreas de influencia directa e indirecta. Elaborar sus mapas temáticos, en coordenadas UTM, Datum WGS84.</li> </ul>
Línea Base	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Actualizar las características: geográficas, climáticas, geomorfológicas, geológicas, hidrográficas e hidrológicas (detallar el inventario del total de cuerpos hídricos tales como ríos, quebradas, cochas, aguas subterráneas, etc.), zonas de vida, diversidad biológica (ecosistemas e inventario de flora y fauna, resaltando sobre todo el estado de conservación, listado de especies en peligro y/o extinción y el grado de endemismo), áreas naturales protegidas y sus correspondientes zonas de amortiguamiento, suelos, capacidad de uso mayor de suelos y uso actual, calidad del aire, agua y suelos; aspectos sociales, económicos, culturales y antropológicos de la población asentada en la zona de influencia directa e indirecta, servicios, infraestructura básica y las actividades principales (costumbres, etc.), existencia de restos arqueológicos, zonas</li> </ul>

	<p>de vulnerabilidad y peligros de origen natural o antropogénico; entre otras que la autoridad certificadora considere.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elaborar un mapa temático detallado por cada una de las características citadas, en coordenadas UTM Datum WGS84.</li> </ul>
Caracterización de Impacto Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identificar todos los aspectos ambientales, describir y evaluar mediante métodos cuantitativos, los impactos (positivos y negativos) sobre todo los que se generan producto de una emergencia ambiental (derrames de petróleo).</li> </ul>
Estrategia de Manejo Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Describir de forma detallada y clara todas las medidas ambientales de prevención, mitigación, recuperación y compensación ambiental, según corresponda, en concordancia con las etapas de operación, instalaciones y otros descritos en el capítulo “Descripción del Proyecto”; sobre todo haciendo énfasis en las medidas ambientales a considerar en caso de ocurrencia de un derrame de petróleo crudo durante su transporte a través del ONP.</li> <li>- Describir de forma detallada las frecuencias de la ejecución de las medidas ambientales (monitoreo ambiental, mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo) e incluir dentro del monitoreo participativo a las poblaciones aledañas al proyecto.</li> <li>- Incluir medidas de compensación ambiental y económicas, sobre todo para los casos de emergencias ambientales derivadas de derrames de petróleo crudo.</li> </ul>
Valoración Económica del Impacto Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Describir de forma detallada mediante técnicas de valoración económica ambiental aplicables a las actividades de transporte de petróleo crudo a través del ONP, como por ejemplo las basadas en “Enfoque de cálculo de costos” que se subdividen en métodos de: costo de daño evitado, costo de reposición, costo de relocalización, costo de prevención o defensivo y costo de conservación y gestión sustentable (Pérez Contreras, 2008).</li> </ul>
Plan de Contingencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Describir detalladamente los procedimientos operativos específicos y preestablecidos de coordinación, alerta y acciones de respuesta inmediata, sobre todo frente a una emergencia ambiental ocasionada por derrame de petróleo crudo. Para ello, se recomienda considerar lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li><u>Organización del Plan de Contingencia</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Alcance:</b> Personal clave, grupo de control, base de operaciones, centro de operación, centro de asistencia médica, entre otros.</li> <li>▪ <b>Funciones y atribuciones:</b> Considerar al Comité Operativo Local en caso de emergencia ambiental.</li> <li>▪ <b>Inventario de disponibilidad de materiales:</b> Absorbentes para suelo y agua (se recomienda orgánicos), barreras absorbentes delgadas y gruesas para suelo y agua, geomembranas, pinturas para señalización, generadores de energía, motores para navegación, bombas de succión y descarga, <i>skimmer</i>, desnatador, boyas flotantes, etc.</li> <li>▪ <b>Procedimiento en caso de derrame de petróleo:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Notificar la ocurrencia de inmediato al supervisor encargado y establecer la ubicación exacta del derrame.</li> <li>✓ Identificar el área contaminada (estimar la extensión del derrame).</li> <li>✓ Poner en marcha las acciones de limpieza.</li> <li>✓ Restaurar el área afectada.</li> <li>✓ Tomar acciones correctivas a corto y largo plazo que correspondieran.</li> <li>✓ Modificar las operaciones en caso no hayan dado los resultados esperados.</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Relaciones públicas y comunicación con la prensa.</b></li> </ul> </li> <li><u>Mecanismos del Plan de Contingencia</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Medidas de prevención y/o mitigación.</b></li> <li>▪ <b>Procedimiento de limpieza y restauración.</b></li> <li>▪ <b>Navegación y cruces de ríos u otros.</b></li> </ul> </li> <li><u>Análisis de riesgos (ambientales, sociales, técnicos, etc.) y comportamiento de derrames (en el suelo, cuerpos de agua, etc.).</u></li> <li><u>Procedimientos operativos</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Sistemas de detección de fugas.</b></li> <li>▪ <b>Excavación para mantenimiento y reparación de la tubería.</b></li> <li>▪ <b>De emergencia en caso de rotura de tubería.</b></li> <li>▪ <b>Para la contención y recolección de derrames en cuerpos de agua (quebradas, ríos).</b></li> <li>▪ <b>De limpieza y disposición de petróleo.</b></li> </ul> </li> </ul> </li> <li>- Proponer acciones en su plan de contingencia para cada una de las regiones por las que recorre el ONP (costa, sierra y selva), ya que en cada zona se toman diferentes medidas de control dependiendo de las condiciones geográficas, climáticas, accesibilidad, etc.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia, 2019.

Adicionalmente, se propone elaborar los siguientes estudios:

- Estudio de identificación de puntos o zonas críticas a lo largo del ONP. Considerar los anteriores derrames de petróleo registrados hasta la fecha, sus causas y consecuencias, a fin de estimar su recurrencia en ciertos puntos del ONP. Se recomienda incluir un estudio hidrogeológico detallado, a fin de identificar posibles cuerpos hídricos subterráneos afectados. Elaborar los mapas temáticos correspondientes, en coordenadas UTM Datum WGS84.
- Estudio de riesgos detallado en el sistema de tuberías del ONP. Considerar como antecedentes los diversos derrames de petróleo y las variables técnicas y naturales que puedan afectar las instalaciones en su área de influencia (directa e indirecta), con la finalidad de definir los métodos de control que eviten o minimicen situaciones de inseguridad.
- Estudio de identificación de zonas afectadas por los derrames de petróleo en el ONP de años anteriores, en el cual se establezcan acciones para remediar, restaurar y/o compensar el ambiente y a los pobladores. Consignar el total de áreas (m<sup>2</sup>) y volumen (m<sup>3</sup>) de suelos y cuerpos hídricos afectados. Detallar su ejecución en un cronograma de actividades.

#### **D. Mantenimiento correctivo**

Se propone realizar los mantenimientos correctivos en las zonas críticas del ONP, es decir, que se realice el cambio de los tramos de las tuberías donde el grado de corrosión (externa y/o interna) o deformaciones en la pared de la tubería sea crítica. La frecuencia de este tipo de mantenimientos estará sujeta a lo detectado durante las inspecciones visuales realizado por el personal encargado, que serán realizadas por lo menos cada 2 semanas; y, en los patrullajes aéreos (por lo menos 2 veces al año).

#### **4.9.2. Propuesta de medidas de mitigación - recuperación (rehabilitación)**

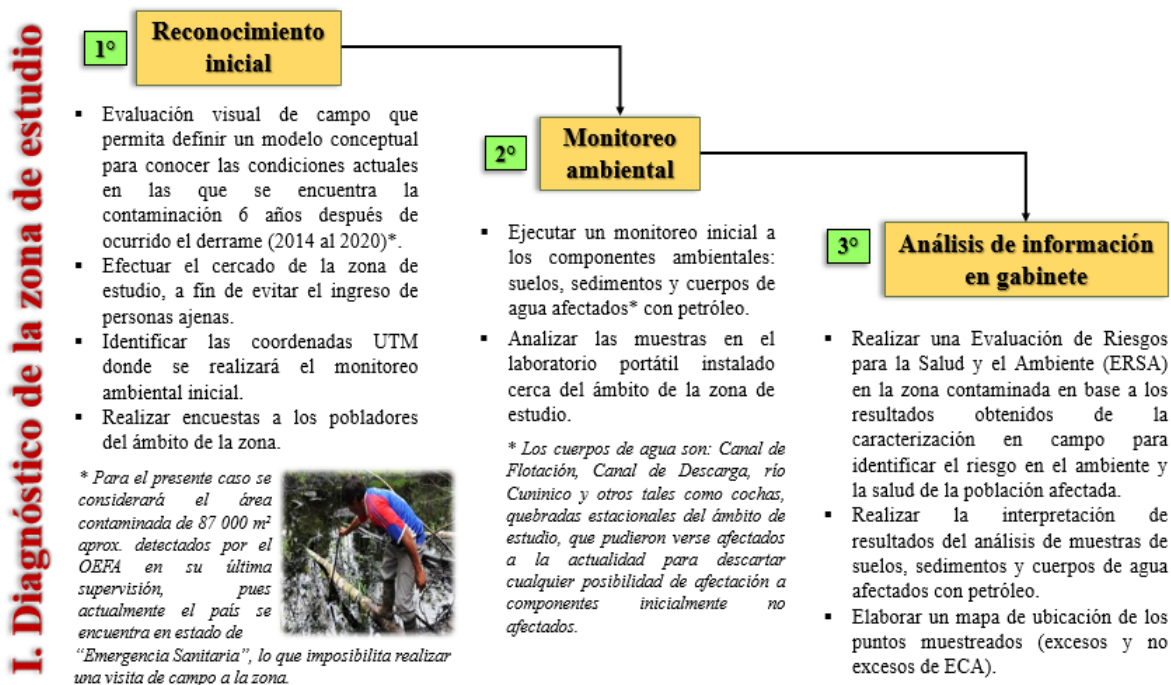
Se tiene claro que cada sitio tiene sus propias particularidades, por lo que no se pretende generalizar con el método propuesto en la presente investigación. Para la selección de la alternativa más idónea, se tomaron como fuente diversas investigaciones y técnicas/tecnologías efectuadas con éxito en suelos de climas tropicales como: Ecuador,

Estados Unidos de América, China, Colombia, Brasil, Malasia, México, Nigeria y Pakistán.

### A. Acciones durante la remediación – recuperación ambiental

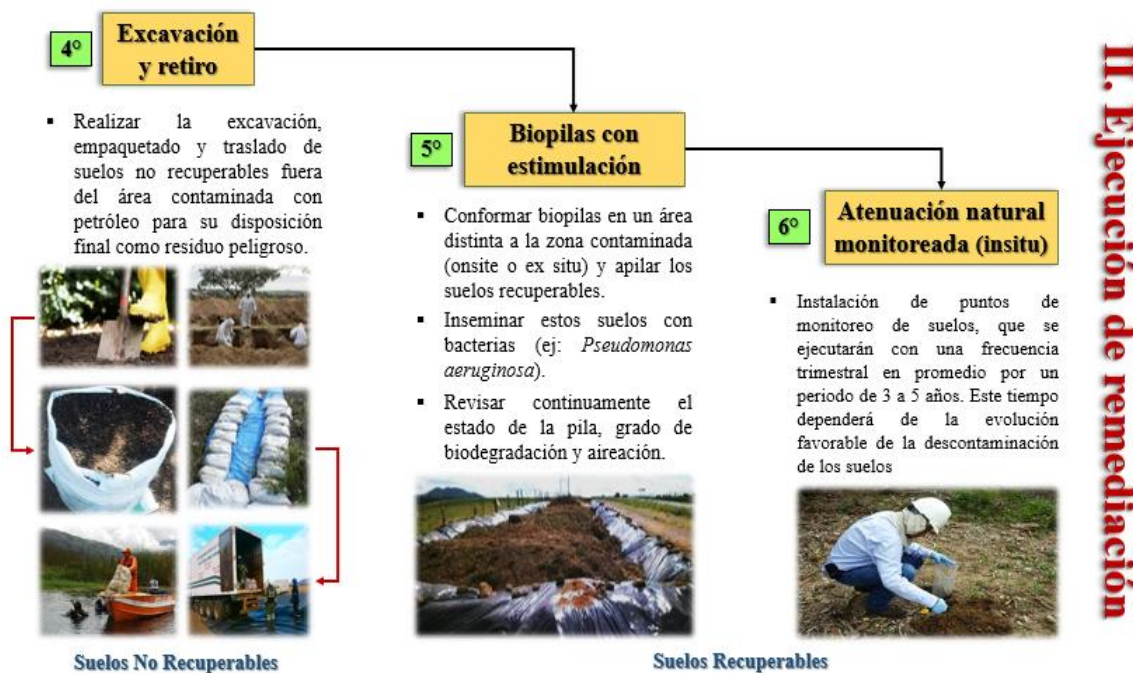
Las acciones de remediación – recuperación ambiental están basadas en: (i) Diagnóstico de la zona, que incluye el reconocimiento inicial de campo, un monitoreo ambiental inicial y análisis de información en gabinete; y, (ii) Ejecución de labores de remediación, que abarca la excavación y retiro del material superficial (suelos no recuperables), implementación de biopilas con estimulación y Atenuación natural monitoreada. Además, es importante recalcar que, esta constituye una propuesta no invasiva, ya que la zona afectada por el derrame se encuentra dentro de la Zona de Amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria y condiciones de inaccesibilidad.

Figura N° 44. Diagnóstico ambiental en la zona de estudio



Fuente: Elaboración propia, 2020.

Figura N° 45. Ejecución de labores de remediación ambiental en la zona de estudio



Fuente: Elaboración propia, 2020.

Adicionalmente, se recomienda realizar las siguientes labores:

- Instalación de laboratorio portátil para el análisis de muestras.
- Construcción de campamento(s) temporal(es) para facilitar el traslado de material contaminado.
- Evaluar la opción de construir muros de separación que permitan la delimitación del área de trabajo, a fin de impedir que los cuerpos de agua de las zonas inundables aledañas.
- Evaluar la opción de encausar las aguas provenientes de las zonas inundables que puedan encontrarse aguas arriba de la zona de trabajo, y evitar su inundación.

Además, la ubicación de los puntos de monitoreo ambiental son los siguientes:

Monitoreo de cuerpos de agua y sedimentos

Se recomienda realizar el monitoreo de sedimentos en el lecho y márgenes interiores de los cuerpos de agua mencionados líneas arriba. Además, se proponen -como mínimo- un total de 15 puntos de monitoreo ambiental entre los componentes agua y sedimentos (Mapa N° 12), de acuerdo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 47. Puntos de monitoreo de agua y sedimentos propuestos en la investigación

Puntos	Este (X)	Norte (Y)	Descripción
1	469882.72	9475633.78	Ubicado a 97 metros aguas arriba del cruce entre el Canal de Flotación y el río Cuninico (Agua).
2	469905.70	9475539.36	Ubicado en el cruce entre el Canal de Flotación y el río Cuninico (Agua).
3	469912.05	9475512.12	Ubicado a 28 metros aguas abajo del cruce entre el Canal de Flotación y el río Cuninico (Agua y sedimentos).
4	468004.49	9474539.66	Ubicado a 10 metros del punto del derrame (KM 41+833 del ONP). al noreste. en el Canal de Flotación (Agua y sedimentos).
5	468466.51	9474782.60	Ubicado a 535 metros del punto del derrame (KM 41+833 del ONP). al noreste. en el Canal de Flotación (Agua y sedimentos).
6	468968.83	9475046.73	Ubicado a 1.1 KM del punto del derrame (KM 41+833 del ONP). al noreste. en el Canal de Flotación (Agua y sedimentos).
7	469506.70	9475329.55	Ubicado a 1.7 KM del punto del derrame (KM 41+833 del ONP). al noreste. en el Canal de Flotación (Agua y sedimentos).
8	467732.07	9474396.41	Punto Blanco. ubicado a 294 metros del punto del derrame (KM 41+833 del ONP). al suroeste. en el Canal de Flotación (Agua y sedimentos).
9	---	---	Ubicado en el cruce del Canal de Descarga con el Canal de Flotación (Agua).
10	---	---	Ubicado en el Canal de Descarga (punto medio) (Agua y sedimentos).
11	---	---	Ubicado en el cruce del Canal de Descarga con el río Cuninico (Agua).
12	---	---	Ubicado en el Canal de Descarga. cerca de su confluencia con el Canal de Flotación (Agua y sedimentos).
13	---	---	Ubicado en el río Cuninico. cerca de su confluencia con el río Marañón (Sedimentos).
14	---	---	Ubicado en el río Cuninico (punto medio) (Sedimentos).
15	---	---	Ubicado en el Canal de Descarga. cerca de su confluencia con el río Cuninico (Sedimentos).

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Cabe agregar que, no se colocaron las coordenadas UTM de algunos puntos de monitoreo de agua y/o sedimentos en el Canal de Descarga y río Cuninico ya que no se cuenta con información precisa de la ubicación del citado canal; y para el caso de sedimentos, su ubicación podrá ser en cualquiera de sus márgenes (derecha o izquierda).

Además, se recomienda analizar los parámetros de pH, conductividad, óxido disuelto, Hidrocarburos Totales de Petróleo (C<sub>8</sub>-C<sub>40</sub>), Aceites y Grasas, hidrocarburos aromáticos, arsénico, bario, cadmio, cromo, mercurio y plomo por laboratorios y métodos de ensayo acreditados por el INACAL y comparados con la normatividad ambiental vigente (MINAM, Estándares de Calidad Ambiental para agua, 2017) – Categorías 3 y 4; para el caso de monitoreo de sedimentos deberán ser comparados con normas internacionales con condiciones similares a la zona de estudio.



### Monitoreo de suelos

Deben ser efectuados como mínimo, en un total de entre 23 y 30 puntos a 2 profundidades: superficial y a 0.3 metros, de conformidad con lo recomendado en el documento técnico del (MINAM, Guía para el muestreo de suelos, 2014).

Asimismo, se propone analizar los parámetros de Fracción de hidrocarburos F2 (C<sub>10</sub>-C<sub>28</sub>) y F3 (C<sub>28</sub>-C<sub>40</sub>) y de arsénico, bario, cadmio, cromo, mercurio y plomo debido a que, según (Sabroso y Pastor, 2012) el petróleo dentro de su composición química podría contener los metales pesados citados. Estos análisis deben ser realizados por laboratorios y métodos de ensayo acreditados por el INACAL y comparados con la normatividad ambiental vigente (MINAM, Decreto Supremo N° 011-2017-MINAM: Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo, 2017) – Uso de Suelo Agrícola.

La ubicación espacial de los puntos de monitoreo de suelos se determinó digitalizando en el software ArcGis 10.5 el área estimada de 87 000 m<sup>2</sup> (obtenido por el OEFA), que fueron delimitados considerando los excesos del “ECA suelos y agua” y los sitios donde se detectó vegetación impregnada con petróleo y presencia de Fenantreno en la fauna acuática. Dentro de este polígono se ubicaron los 30 puntos de monitoreo ambiental propuestos para el componente suelo (Mapa N° 12), del cual uno de ellos es considerado como “Punto Blanco o Nivel de Fondo” (punto ubicado en una zona contigua al área impactada que no ha sido afectada y que tiene la finalidad de evaluar cuál es la concentración de los parámetros de calidad de suelo que se encuentran de forma natural o generada por una fuente ajena al derrame) (MINAM, Guía para el muestreo de suelos, 2014). La ubicación de estos puntos propuestos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 48. Puntos de monitoreo de suelos propuestos en la investigación

Puntos	Este (X)	Norte (Y)	Descripción
1	467994.05	9474530.65	Ubicado a 5 metros del punto del derrame. al sureste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
2	467990.45	9474537.42	Ubicado a 3 metros del punto del derrame. al noroeste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
3	467980.92	9474524.09	Ubicado a 16 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
4	468006.11	9474537.42	Ubicado a 14 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
5	468003.36	9474543.35	Ubicado a 14 metros del punto del derrame. al noroeste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
6	467977.75	9474530.01	Ubicado a 15 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
7	467878.26	9474476.25	Ubicado a 128 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.

8	467794.23	9474441.11	Ubicado a 219 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
9	467792.96	9474431.59	Ubicado a 224 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
10	467881.21	9474471.65	Ubicado a 127 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
11	468006.63	9474509.32	Ubicado a 30 metros del punto del derrame. al sureste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
12	468029.64	9474479.48	Ubicado a 67 metros del punto del derrame. al sureste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
13	468046.15	9474508.53	Ubicado a 60 metros del punto del derrame. al sureste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
14	467972.97	9474499.80	Ubicado a 40 metros del punto del derrame. al suroeste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
15	468068.33	9474567.24	Ubicado a 83 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
16	468018.06	9474609.90	Ubicado a 79 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
17	468167.88	9474585.10	Ubicado a 183 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
18	468146.38	9474619.17	Ubicado a 176 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
19	468276.03	9474674.40	Ubicado a 316 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
20	468438.08	9474777.58	Ubicado a 508 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
21	468651.07	9474889.37	Ubicado a 748 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
22	468601.46	9474993.88	Ubicado a 763 metros del punto del derrame. al noreste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
23	468997.02	9475050.11	Ubicado a 1.13 kilómetros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
24	469388.60	9475255.16	Ubicado a 1.6 kilómetros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
25	469718.48	9475455.63	Ubicado a 1.95 kilómetros del punto del derrame. al noreste. en el margen izquierdo del Canal de Flotación.
26	469735.63	9475431.50	Ubicado a 1.96 kilómetros del punto del derrame. al noreste. en el margen derecho del Canal de Flotación.
27	469904.72	9475527.42	Ubicado a 2.15 kilómetros del punto del derrame. al noreste. a 12 metros del cruce entre el Canal de Flotación y el río Cuninico.
28	469961.08	9475558.64	Ubicado a 2.2 kilómetros del punto del derrame. al noreste. cruzando la intersección entre el Canal de Flotación y el río Cuninico.
29	469899.43	9475541.44	Ubicado a 2.15 kilómetros del punto del derrame. al noreste. aguas arriba respecto del punto anterior (28).
30	467970.16	9474570.35	Punto blanco. ubicado a 41 metros del punto del derrame. al norte.

Fuente: Elaboración propia, 2020.

El procedimiento de las labores propiamente dichas de la remediación – restauración ambiental se describen a continuación:

#### **a. Excavación y retiro del material superficial**

En esta primera fase se debe realizar la excavación, empaquetado y traslado del material contaminado (suelos) y posible vegetación contaminada fuera del área de estudio. Para el caso en concreto se considera como referencia un área de 87 000 m<sup>2</sup>; además, el petróleo pudo haber alcanzado en estos 6 años una profundidad de hasta 0.3 metros como

máximo, por lo que se contaría con un volumen de 26 100 m<sup>3</sup> de suelos contaminados con petróleo. De esta cantidad se recomienda excavar los suelos superficiales situados en los primeros 0.15 metros de profundidad, considerados como “Suelos No Recuperables”; por lo que se tendría un total de 13 050 m<sup>3</sup> de material contaminado que equivale a 13 050 000 kg en promedio. El resto de material contaminado, es decir, los suelos que se encuentren a partir de una profundidad mayor de 0.15 m (equivalentes a 13 050 m<sup>3</sup> aprox.) serán tratados a través de biopilas de estimulación y atenuación natural monitoreada.

En ese sentido, cada apoyo local (personal contratado, de preferencia que sea población aledaña) podría excavar unos 20 sacos al día de 20 kg de capacidad aproximadamente. El material retirado será trasladado hasta la confluencia del canal de descarga con el canal de flotación y transportado vía fluvial hacia la zona ubicada cerca de la confluencia del río Cuninico con el canal de descarga para su posterior traslado vía terrestre hacia un relleno de seguridad mediante una Empresa Operadora de Residuos Sólidos (EO-RS).

#### **b. Biopilas con estimulación**

Con esta técnica se podría eliminar el 91% de las F1, F2 y F3 de hidrocarburos de petróleo y el 100% para otros componentes de hidrocarburos, según (Chibueze, Blaise y Chijioke, 2016); (Chukwunonso et al., 2020); (FRTR, 2020); (Hamberg, 2009); (Volke y Velasco, 2002).

En esta etapa el suelo restante (13 050 m<sup>3</sup>) deberá ser removido e insemñado con bacterias (previamente probadas, preferiblemente autóctonas). Se recomienda utilizar la especie *Pseudomonas aeruginosa*.

Para ello, se propone conformar biopilas sobre un cubrimiento plástico o geomembrana que proteja el suelo, colocando tuberías PVC de 2” ranuradas que faciliten el intercambio gaseoso. Se recomienda que estas biopilas sean implementadas en un área distinta al polígono contaminado, de ser posible *onsite*, para disminuir los costos de operación. Se deberá evaluar el estado de la pila, su nivel de biodegradación y será aireada continuamente.

### c. Atenuación natural monitoreada (insitu)

Para esta fase, se realizará la instalación de los puntos de monitoreo de suelos en los suelos repuestos en su lugar de origen. Su ubicación y los parámetros a evaluar serán los mismos que fueron descritos en el ítem anterior con una frecuencia trimestral durante un periodo entre 2 y 5 años (de acuerdo con la mejora y disminución de contaminantes con el tiempo), a fin de evaluar la eficiencia de la remediación de suelos y de conformidad con lo recomendado en el documento técnico del (MINAM, Guía para el muestreo de suelos, 2014).

Es importante considerar la concentración de los parámetros ambientales en un “Punto Blanco o Nivel de Fondo” evaluados en la fase del diagnóstico a fin de contrastarlo con los resultados que se vayan obteniendo en los monitoreos ambientales en esta fase.

## B. Acciones de pos-remediación

Luego del tiempo previsto (de 2 a 5 años), se recomienda realizar un último monitoreo de suelos, sedimentos y cuerpos de agua, a fin de acreditar que todos los componentes ambientales se encuentran libre de contaminantes. Posterior a ello, se recomienda realizar la revegetación:

Figura N° 46. Acciones de pos-remediación ambiental en la zona de estudio



Fuente: Elaboración propia, 2020.

Para la revegetación se deberá realizar con especies nativas tales como: gramalote, cético, espintana, shimbillo, yacuruna caspi, ojé, ñejilla, plata caspi, capirona, aguaje, pashaquillo, moena amarilla, punga, cumala, renaco, pichirina, charichuelo, tangarana, uña de gato, entre otras, a fin de reintroducir la cantidad de vegetación afectada y devolverla a su entorno y condición original. Para verificar su crecimiento y desarrollo óptimo a largo plazo se recomienda efectuar el monitoreo y mantenimiento de estas especies con una frecuencia semestral durante 2 o 3 años luego de la revegetación.

Finamente, los costos estimados de esta propuesta de remediación – recuperación ambiental alcanzan los S/. 5 800 000.0 de nuevos soles que equivalen a \$ 1 700 000.0 dólares americanos. Este monto fue estimado considerando los gastos de: especialista en remediación y toxicología ambiental de hidrocarburos y asistentes (ingenieros junior), personal aledaño contratado para las acciones de excavación, empaquetado y retiro de material contaminado, análisis de muestras de suelos, aguas y sedimentos en laboratorio portátil, sacos de polipropileno de 20 KG cada uno, geomembranas, construcción de campamentos temporales y canales de desviación de agua, implementación de viveros y revegetación de especies afectadas, inoculación de bacterias, carpas temporales, traslados fluviales y terrestres y empresa operadora de residuos sólidos (peligrosos), materiales para la excavación, viáticos, entre otros.

## V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De la revisión bibliográfica internacional de países como Bolivia, Ecuador, México, Estados Unidos de América y Colombia, se observa que en las últimas décadas han ocurrido derrames de petróleo similares a la sucedida el 30 de junio del 2014 en el Tramo I del ONP - ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico, donde se derramaron un total de 2358 barriles, afectando un aproximado de 87 000 m<sup>2</sup> de suelos (OEFA, 2015, pág. 4). En Bolivia, en el año 2000 se produjo la rotura del ducto que transportaba petróleo crudo hacia Chile, donde se derramaron un total de 29 000 barriles, afectando el río desaguadero, flora, fauna, más de un millón de hectáreas de suelos y 127 comunidades (Centro de Ecología y Pueblos Andinos - CEPA, 2000). Nuevamente en este país, en el 2009 ocurrió un derrame de petróleo de 120 barriles, ocasionado por la rotura del ducto, afectando 600 m<sup>2</sup> (El Portal "El Día", 2009). En Ecuador, en el 2013 sucedió un derrame de petróleo de 10 000 barriles debido a la rotura del SOTE que afectó diversa vegetación y cuerpos de agua (río Coca y otros). En México, en el 2014, ocurrió un derrame de petróleo causado por una falla (abolladura) en el ducto, afectando el río San Juan, campos agrícolas, donde el petróleo se propagó a sus alrededores ocasionando la muerte de muchas especies (peces, entre otros) (López y Luyando, 2018). En el 2015, en California (Estados Unidos de América) sucedió un derrame de petróleo de 105 000 galones, afectando 14 KM de la costa de Santa Bárbara, cuerpos de agua (ríos y mar) y especies de fauna y flora (El portal "Univisión Noticias", 2015). En el 2018, en Colombia ocurrió un derrame de 24 000 barriles de petróleo causado por una falla en el ducto, ocasionando la muerte de 2400 animales (terrestres y acuáticos) y afectó a 16 comunidades (Mongabay: Periodismo ambiental independiente, 2018). Aunado a ello, en enero (KM 440+785 del Tramo II del ONP, Amazonas) y febrero del 2016 (KM 206+031 del Ramal Norte del ONP, Loreto), Petroperú nuevamente fue responsable de 2 derrames de petróleo; en el primer caso afectó un aproximado de 40 200 m<sup>2</sup> de suelos y a la quebrada Inayo y ríos Chiriaco y Marañón; mientras que en el segundo, 30 400 m<sup>2</sup> de suelos aprox., la quebrada Cashacaño y ríos Morona y Marañón; y, -en ambos casos- afectó la salud de la población aledaña y diversas especies de flora y fauna. De todo lo anterior se observa que la ocurrencia de derrames de petróleo crudo en el Perú no es ajena a otras realidades, ya que lo mismo ocurrió en diversos países de Latinoamérica y Norteamérica, donde se afectaron de forma significativa los componentes ambientales y la salud de las personas; sin embargo, en países

como Bolivia, Ecuador y Estados Unidos de América las acciones de remediación fueron efectuadas de forma inmediata, evitando la propagación del petróleo y el incremento y gravedad de los impactos negativos al ambiente y además la recurrencia de derrames en el Perú es más elevada en comparación a otros países.

Respecto al análisis y determinación de las causas y consecuencias del derrame en el Tramo I del ONP se consideró la información de carácter técnico-legal consignada en la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI, basada en las diversas visitas de campo del OEFA en la zona del derrame e información recopilada por representantes de instituciones competentes tales como la ANA (afectación de recursos hídricos), DIGESA (afectación de la salud ambiental) y el OSINERGMIN (seguridad de instalaciones); e, información brindada por Petroperú y población afectada (líderes comuneros). Las causas y consecuencias detectadas fueron similares a las ocurridas en otros países, ya que se dieron por falta de mantenimiento y produjeron impactos significativos al ambiente.

Para la formulación de la propuesta de medidas de prevención a fin de contribuir a la disminución de futuros derrames, se tomó como referencia las acciones de mantenimiento preventivo consignados en las NORMAS API RP 1160 y ASME B31.4 (versión en inglés) de los Estados Unidos de América y experiencias similares de investigaciones de Nicaragua, Ecuador y Colombia. Debido a que, en la actualidad, el estado peruano no ha establecido alguna obligación dentro de la normatividad ambiental para las actividades del subsector hidrocarburos que regule las frecuencias de realización de los mantenimientos integrales (internos y externos) durante el desarrollo de actividades de transporte de petróleo mediante ductos que contribuyan a la conservación o restitución de la pared de la tubería y que posea condiciones óptimas para realizar su función de transporte.

Para la formulación de la propuesta de medidas de mitigación, se tomaron como referencia experiencias de remediación internacionales de países como Ecuador, Estados Unidos de América, China, Colombia, Brasil, Malasia, México, Nigeria y Pakistán, la cual está conformada por: (i) Diagnóstico de la zona, que incluye el reconocimiento inicial de campo, monitoreo ambiental y análisis de información en gabinete; y, (ii) Ejecución de labores de remediación, que abarca la excavación y retiro del material superficial (suelos no

recuperables), implementación de biopilas con estimulación y Atenuación natural monitoreada. Respecto a este punto, Petroperú utilizó la técnica de EKO GRID, la cual quedó acreditado que no funcionó.

Con referencia al método de remediación propuesto, el autor (Leyva, 2006) evaluó la factibilidad y el tiempo de la técnica de Bioestimulación con nutrimentos, la cual dura entre 13 y 16 meses. Por su parte, la autora (Naranjo, 2017) demostró en su investigación que las bacterias *Pseudomonas oleovorans*, *Bacillus sphaericus* y *Bacillus smithii* tienen capacidad de degradar gasolina blanca; y en la tesis de los autores (Cevallos y García, 2018) se concluyó que la aplicación de microorganismos *Aspergillus niger* y *Pseudomonas aeruginosa* favorecen la degradación de petróleo crudo mediano (28 grados API) en los suelos de la región amazónica (altitud de 255 msnm y clima lluvioso tropical de 28°C en promedio), siendo ésta última la que posee más alta capacidad biorremediadora. Esta última investigación confirma la viabilidad de lo planteado en la propuesta, debido a que se tratan de condiciones geográficas, climatológicas y edafológicas similares.

En la presente investigación se propone remediar un total de 30 450 m<sup>3</sup> de suelos en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto, a través de biopilas y atenuación natural monitoreada. En la investigación del autor (Baker, Caisse y Johnson, 2009) se identificó que el petróleo alcanzó una profundidad de contaminación de 4 metros, que fue estimada mediante el análisis de laboratorio del parámetro TPH a profundidades desde la superficie hasta los 6 metros, localizados en la Concesión Napo de Texaco - Ecuador.

Respecto a las técnicas de remediación, (Sandoval, 2008) propone por lo menos la ejecución de 6 métodos diferentes ubicados en 3 yacimientos: (i) Valencia/Nueva Esperanza (atenuación natural: volteo mediante arado con herramientas manuales y monitoreo de suelos); (ii) Capirona (recuperación mecánica, biorremediación y landfarming exsitu); y, (iii) Corrientes/Trompeteros (atenuación natural, biorremediación exsitu, recuperación mecánica, lavado de orillas e incineración). En la presente investigación, también se está considerando adicionalmente a la atenuación natural monitoreada, la técnica de biopilas, ello con la finalidad de mejorar la eficacia de remoción de petróleo.



Finalmente, en referencia a los costos estimados de la propuesta de remediación – restauración ambiental “Biopilas de Estimulación y Atenuación Natural Monitoreada” que asciende a los S/. 5 800 000.0 de nuevos soles que equivalen a \$ 1 700 000.0 dólares americanos, es importante mencionar que la remediación de cada metro cúbico de suelo contaminado estaría costando un total de \$ 65.0 dólares americanos. Existen otras técnicas físicas, químicas que se aplican de forma conjunta a las biológicas de forma insitu y exsitu, las cuales ameritan costos mucho mayores porque involucran el traslado de maquinaria pesada, mayor movimiento de personal, alto consumo de energía, apertura de trochas, permisos de deforestación por las autoridades competentes, entre otros, cuyos montos por m<sup>3</sup> alcanzan entre los \$ 200 a \$ 400 dólares americanos en promedio. Por ello, desde el punto de vista económico, se ha logrado demostrar la viabilidad de la propuesta formulada.

## VI. CONCLUSIONES

- De los hechos verificados en las visitas de supervisión del OEFA y la información brindada por Petroperú, se determinó que la causa principal del derrame de petróleo en la Comunidad Nativa Cuninico fue por la falta de ejecución de mantenimiento preventivo al sistema de tuberías del ONP basadas en inspecciones internas y externas, establecidas dentro de sus compromisos ambientales del PAMA; así como también la activación tardía de las acciones consignadas en su Plan de Contingencia (9 días de demora).

Estas negligencias ocasionaron la presencia de corrosión en la pared externa de la tubería e impactos ambientales negativos en los suelos, cuerpos de agua (Canal de Flotación, Canal de Descarga y río Cuninico), flora y fauna (terrestre y acuática). Los impactos negativos se sustentan en los monitoreos ambientales efectuados por el OEFA, Petroperú, la ANA y la DIGESA, cuyos valores resultaron por encima de los “ECA suelos y agua” vigentes, para los parámetros de Fracciones F1, F2 y F3 de hidrocarburos, Hidrocarburos de petróleo y Aceites y Grasas; mientras que la afectación y/o muerte de la flora (aguaje, cetico, tangarana, renaco, uña de gato, gramalote, entre otras especies de árboles y arbustos) y fauna (reptiles y peces) se sustentan en las fotografías tomadas durante las supervisiones del OEFA y la presencia de HAP (fenantreno) en los músculos y vísceras de peces. Además, la afectación de los componentes ambientales ocasionó cierto grado de contaminación a la vida y salud de la población de la Comunidad Nativa Cuninico, a través de la ingesta de alimentos y el desarrollo de sus actividades económicas.

- Se han propuesto como medidas de prevención acciones relacionadas a la ejecución de mantenimiento preventivo interno y externo al sistema de tuberías del Tramo I del ONP, considerando las condiciones físicas, climáticas, geográficas y el estado actual de la tubería del ONP, cuyas frecuencias fueron tomadas por las NORMAS API RP 1160 y ASME B31.4 (versión en inglés) de los Estados Unidos de América y experiencias similares consignadas en investigaciones de Nicaragua, Ecuador y Colombia.

Además, se propuso la actualización de su PAMA, en el cual se consignen obligaciones ambientales acordes al estado actual, condiciones físicas, geográficas, climatológicas - entre otras- del ONP y la normatividad ambiental vigente; así como también la elaboración y ejecución de un: (i) Estudio de identificación de puntos o zonas críticas a lo largo del ONP; (ii) Estudio de riesgos detallado en el sistema de tuberías del ONP; y, (iii) Estudio de identificación de zonas afectadas por los derrames de petróleo en el ONP de años anteriores. Ello con la finalidad de que Petroperú cuente con documentos técnicos actualizados adicionales a su instrumento de gestión ambiental que consideren métodos de control que eviten o minimicen situaciones de inseguridad y acciones adicionales para remediar, restaurar y/o compensar el ambiente y a los pobladores ocasionados por derrames de petróleo anteriores.

- Se han propuesto como medida de mitigación acciones conformadas por: (i) Diagnóstico de la zona, que incluye el reconocimiento inicial de campo, monitoreo ambiental y análisis de información en gabinete; y, (ii) Ejecución de labores de remediación, que abarca la excavación y retiro del material superficial (suelos no recuperables), implementación de biopilas con estimulación y Atenuación natural monitoreada. Así también, se ha propuesto realizar un último monitoreo ambiental final y la revegetación de especies (gramalote, cetico, espintana, shimbillo, yacuruna caspi, ojú, ñejilla, plata caspi, capirona, aguaje, pashaquillo, moena amarilla, punga, cumala, renaco, pichirina, charichuelo, tangarana, uña de gato, entre otras).

## VII. RECOMENDACIONES

- Realizar investigaciones relacionadas a la valoración económica ambiental de áreas afectadas (suelos, sedimentos, agua) originadas por derrames de petróleo crudo durante las actividades de explotación y transporte por ductos, con la finalidad de contar con herramientas que faciliten la toma de decisiones en temas de conservación de un área determinada (ecosistemas frágiles, área natural protegida, de conservación o donde exista biodiversidad endémica y similares), sobre el uso y pago de los servicios ecosistémicos y las políticas que se deben aplicar para su correcta utilización.
- Considerar como estudio piloto las propuestas de mitigación - rehabilitación desarrolladas en la presente tesis para aquellas zonas del ONP que posean condiciones similares; sin embargo, es importante realizar –de forma previa– pruebas de factibilidad para cada sitio en particular antes de seleccionar una técnica específica, basadas principalmente en: i) efectuar la caracterización de propiedades físico-químicas del suelo a tratar y del contaminante (pH, conductividad, textura, carbono orgánico, nutrientes inorgánicos como N, P, K, Ca, Mg, tipo, concentración y toxicidad del hidrocarburo); y, ii) determinar el potencial de los microorganismos del sitio para descomponer el petróleo (bacterias en estado activo para establecer las condiciones óptimas de remediación y estimar el tiempo requerido para sanear el lugar de estudio).
- Realizar investigaciones de propuestas de medidas prevención y mitigación por derrames de petróleo crudo durante su transporte a través de ductos, pues resulta más dificultoso ejecutar estas acciones de contingencia y remediación en esta etapa que durante las actividades de refinación y explotación que se desarrollan dentro de un lote o campo petrolero donde se cuenta con equipos, maquinarias y personal al alcance; pues generalmente los ductos están tendidos en zonas inaccesibles, agrestes y rodeados de vegetación (propia de la zona, endémica, ecosistemas frágiles, etc.), cerca de un ANP y/o dentro de una ZA.

- Fomentar el financiamiento de proyectos de investigación relacionados al análisis y evaluación a nivel de laboratorio de la capacidad biodegradadora de petróleo por microorganismos (bacterias, hongos, entre otros) para condiciones de la Amazonía peruana, ya que estos estudios son muy costosos y en el país se cuenta con escasa información.
- Se recomienda a la empresa Petroperú contratar a los pobladores que habitan en el ámbito de desplazamiento del ONP -previa capacitación y/o entrenamiento- para la realización de las inspecciones visuales (patrullajes terrestres), mantenimiento del DDV, colocación de señalización, entre otros, a fin de generar trabajo para ellos y disminuir la cantidad de atentados contra sus instalaciones (ONP y estaciones de bombeo).
- En el marco de sus políticas y funciones del subsector hidrocarburos, las autoridades competentes (SENACE, MINEM, OSINERGMIN, MINAM, entre otros) deben establecer protocolos, procedimientos u otros de carácter técnico-ambiental respecto a definir los tipos de mantenimientos preventivos, correctivos y predictivos con sus correspondientes frecuencias de ejecución para cada caso en concreto, a fin de contribuir al desarrollo sostenible entre las empresas operadoras del subsector hidrocarburos y el ambiente.
- El estado peruano, dentro de su competencia, debe promover -además de una multa- la indemnización por daños y perjuicios a los pobladores afectados por derrames de petróleo, para que el dinero sea dirigido a remediar - recuperar los componentes ambientales alterados.
- El estado peruano, tomando como referencia y ejemplo el “Premio Nacional Cultura del Agua” organizado por la ANA, debe promover concursos de investigación y buenas prácticas de experiencias exitosas y nuevas tecnologías/técnicas de remediación ambiental en zonas donde se desarrollen actividades del subsector hidrocarburos (ej. explotación, transporte, refinación).

- Se recomienda al estado peruano realizar dentro del marco de sus competencias de fiscalización ambiental, monitoreos ambientales de suelos a diferentes profundidades a fin de determinar de forma más precisa la infiltración del petróleo en las capas del suelo con el tiempo (días, meses, años) que sirva para los cálculos de sanción correspondiente y facilitar las propuestas de remediación posteriores.
- Finalmente, la autoridad certificadora debe exigir a las empresas que desarrollan actividades de transporte de hidrocarburos una descripción más detallada de sus compromisos ambientales definidos en el instrumento de gestión ambiental a evaluar. Es decir, que las medidas ambientales de prevención, mitigación, recuperación y compensación ambiental estén acorde a los impactos ambientales y características (geográficas, climáticas, edafológicas, estado actual del ducto, etc.) con la finalidad de facilitar la función fiscalizadora por parte del OEFA y contar con obligaciones fiscalizables más precisas.

## VIII. REFERENCIAS

- Administraciones y Tecnologías Especializadas a su Servicio S.A. (2012). *Estudio de Impacto Ambiental del proyecto Centro de reciclaje y tratamiento de residuos peligrosos*. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016). *La cadena de hidrocarburos*. Obtenido de <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>
- Albán Soria, G. F. (2009). *Propuesta de intervención en derrames de hidrocarburos en base a estudios de caso del SOTE desde Lago Agrio a Papallacta*. Ecuador: Universidad Técnica del Norte.
- Alcántara Bocanegra, F., & Guerra Flores, H. (1999). *Aspectos de alevinaje de las principales especies nativas utilizadas en piscicultura en la amazonía peruana*. Perú.
- Arieu, P. (2014). *Peligros ambientales*. Estados Unidos de América.
- Asamblea Nacional de la República bolivariana de Venezuela. (22 de diciembre de 2006). Ley Orgánica del Ambiente. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*. Obtenido de [http://www.uc.edu.ve/mega\\_uc/archivos/leyes/a\\_ley\\_organica\\_ambiente\\_2007.pdf](http://www.uc.edu.ve/mega_uc/archivos/leyes/a_ley_organica_ambiente_2007.pdf)
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (22 de diciembre de 2006). Ley Orgánica del Ambiente. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*. Obtenido de [http://www.uc.edu.ve/mega\\_uc/archivos/leyes/a\\_ley\\_organica\\_ambiente\\_2007.pdf](http://www.uc.edu.ve/mega_uc/archivos/leyes/a_ley_organica_ambiente_2007.pdf)
- Azuaje Fajardo, B., Cruz Escobar, Á., & Sánchez Vásquez, L. (20 de setiembre de 2013). Determinación de métodos de valoración ambiental: Caso Palma de Cera del Municipio de Salento, Quindío. *Contexto*, 2, 9-10.
- Baker, C., Caisse, C., & Johnson, B. (2009). *Oil pollution in Ecuador: A devised remediation approach*. Estados Unidos de América: Worcester Polytechnic Institute (WPI).
- Baldi López, G., & García Quiroga, E. (2005). Calidad de vida y medio ambiente: La psicología ambiental. *Revista Universidades*, (30), 9-16.

- Banús, M., & E. Bertrán, C. (2005). Importancia del agua para los seres vivos. *Elemental Watson*, 41. Obtenido de <http://www.elementalwatson.com.ar/Revista%201%20N%201b.pdf>
- BBC News. (abril de 2010). *¿Cuál es el verdadero impacto de un derrame de petróleo?* Obtenido de [https://www.bbc.com/mundo/internacional/2010/04/100428\\_derrame\\_petroleo\\_claves\\_lp](https://www.bbc.com/mundo/internacional/2010/04/100428_derrame_petroleo_claves_lp)
- Benzagouta, M. (2011). Investigation on crude oil penetration depth into soils. *Arabian Journal of Geosciences*, 6(3), 873–880. doi:DOI: 10.1007/s12517-011-0392-6
- Bolaños Granda, J. (1971). *Corrosión: Protección catódica de estructuras metálicas - Línea de transporte de petróleo*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Brack Egg, A., & Mendiola Vargas, C. (2004). *Ecología del Perú*.
- Bravo Oilwatch, E. (2007). Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. *Acción Ecológica*, 18-20.
- Briones Alva, M., & Irigoín Gonzales, N. (2015). *Zonificación mediante el sistema unificado de clasificación de suelos (SUCS) y la capacidad portante del suelo para viviendas unifamiliares en la expansión urbana del Anexo Lucmachuco Alto - Sector Lucmacucho, distrito de Cajamarca*. Lima: Universidad Privada del Norte.
- Brutti, L., Beltrán, M., & García de Salomé, I. (2018). *Biorremediación de los recursos naturales* (1 ed edition ed., Vol. I). (M. d. Agroindustria, Ed.) Buenos Aires: INTA.
- CAAAP. (31 de mayo de 2019). *Si luchamos por nuestras comunidades ponemos en riesgo la vida, pero seguimos defendiendo nuestra casa*. (R. P.–C. Iquitos, Editor) Obtenido de <https://www.caaap.org.pe/website/2019/05/31/si-luchamos-por-nuestras-comunidades-somos-asesinados-pero-seguimos-defendiendo-nuestra-casa/>
- Calao Ruiz, J. E. (2007). *Caracterización ambiental de la industria petrolera: Tecnologías disponibles para la prevención y mitigación de impactos ambientales*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín.
- Camacho Zorogastúa, K. d. (2016). *Impactos ambientales negativos: Prospección sísmica marina de hidrocarburos*. Lima: Grijley.



- Campuzano Cervantes, J., Meléndez Pertuz, F., Nuñez Perez, B., & Simancas Garcia, J. (2017). Sistema de Monitoreo Electrónico de Desplazamiento de Tubos de Extensión para Junta Expansiva. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 268–278. doi:10.1016/j.riai.2017.03.002
- Canasa Calvo, A. (2010). *Remediación de suelos contaminados en operaciones de perforación y manejo del petróleo crudo en la selva peruana*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Caponi, S. (julio de 1997). Georges Canguilhem y el estatuto epistemológico del concepto de salud. *História, Ciências, Saúde, IV(2)*. doi:10.1590/S0104-59701997000200006
- Cárdenas Rojas, A. C. (2006). *Desarrollo de una auditoría ambiental para la operación de los campos petroleros de OMIMEX de Colombia LTD*. Bogotá: Universidad de la Salle.
- Carvajal Ortiz, L. H. (2005). *Aspectos técnicos sobre derrames de crudo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/994/2/116216.pdf>
- Castro Retamales, P. (2007). *Equipos, instalaciones y procedimientos exigidos a bordo para la disminución de la contaminación y los efectos de esta sobre el medio ambiente*. Chile: Facultad de Ciencias de Ingeniería.
- CCT CONICET Mendoza. (19 de enero de 2019). *Guía de recomendaciones para proteger el medio ambiente durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.mendoza.conicet.gov.ar/porta/enciclopedia/terminos/ContamPetr.htm>
- Celorio Zurita, K. (2016). *Remediación del derrame de crudo en el recinto winchele desde una perspectiva ambiental y social*. Ecuador: PUCESE - Escuela de Gestión Ambiental.
- Centro de Ecología y Pueblos Andinos - CEPA. (30 de enero de 2000). Obtenido de [http://www.cepaoruro.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=582:a-11-anos-del-derrame-de-petroleo-en-el-rio-desaguadero-30-01-11&catid=21:problemas-y-conflictos-socioambientales&Itemid=47](http://www.cepaoruro.org/index.php?option=com_content&view=article&id=582:a-11-anos-del-derrame-de-petroleo-en-el-rio-desaguadero-30-01-11&catid=21:problemas-y-conflictos-socioambientales&Itemid=47)

- Cerón Vanegas, D. y. (2015). *Evaluación del riesgo ambiental y social por amenaza de explotación de hidrocarburos: Caso de estudio Río Las Ceibas, Huila*. Bogotá: Universidad Católica de Colombia.
- Cevallos Paguay, T., & García Díaz, J. (2018). *Evaluación de la biodegradación de suelos contaminados con hidrocarburos utilizando Aspergillus niger, Pleurotus ostreatus y Pseudomonas aeruginosa*. Quito: Universidad Politécnica Salesiana.
- Chibueze Azubuiké, C., Blaise Chikere, C., & Chijioke Okpokwasili, G. (2016). Bioremediation techniques—classification based on site of application: principles, advantages, limitations and prospects. *World Journal Microbiol & Biotechnol*, 32(11), 1-18. doi:10.1007/s11274-016-2137-x
- Chow, V. (1994). *Hidrología Aplicada*. Santa Fe de Bogotá: Mc Graw Hill.
- Chukwunonso Ossai, I., Ahmed, A., Hassan, A., & Shahul Hamid, F. (2020). Remediation of soil and water contaminated with petroleum hydrocarbon: A review. *Environmental Technology & Innovation*, 17, 3-42. doi:doi.org/10.1016/j.eti.2019.100526
- CIDH. (2017). *Pobladores de la Comunidad de Cuninico y otra respecto de Perú*. Perú: Organización de los Estados Americanos. Obtenido de <https://www.oas.org/es/cidh/decisiones/pdf/2017/52-17MC120-16-PE.pdf>
- Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos. (2007). *Documentos Pemex Gas N° 2007-01: Mantenimiento integral de los ductos de transporte de la zona sur*. México.
- Comité de Normalización de Petróleos Subsidiarios. (2012). *NRF-037-PEMEX-2012 - Plataformas marinas para perforación, terminación y reparación de pozos - arrendamiento*. México D.F.
- Comité de Normalización de Petróleos Subsidiarios. (2012). *NRF-037-PEMEX-2012 - Plataformas marinas para perforación, terminación y reparación de pozos - arrendamiento*. México D.F.
- Comité de Normalización de Petróleos Subsidiarios. (2012). *NRF-274-PEMEX-2012: Evaluación de la Integridad Mecánica de Tuberías y Equipos Estáticos*. México.

- Comité de Normalización de Petróleos Subsidiarios. (2012). *NRF-274-PEMEX-2012: Evaluación de la Integridad Mecánica de Tuberías y Equipos Estáticos*. México.
- Conoco Phipplips. (2013). *Safety Data Sheet (MSDS): Crude Oil, Sour*. Texas.
- Córdova Zamora, M. (2009). *Estadística: Descriptiva e Inferencial*. Lima: Librería.
- Corredor Santamaría, W., Mora Romero, C., & Escobar Buitrago, P. (2012). Inducción de micronúcleos y otras anomalías nucleares en *Astyanax gr. bimaculatus* (Pisces: Characidae) expuestas a fenantreno. *Orinoquia Suplemento*, 16(2).
- Cortes Carrión, C. M. (2011). *Análisis de integridad de ductos*. Veracruz: Universidad Veracruzana.
- Crispin Cunya, M. (2015). *Valoración Económica Ambiental de los Bofedales del distrito de Pilpichaca, Huancavelica, Perú*. Huancavelica.
- Cuesta Fernandez, F. L. (2009). *Análisis del fenómeno de la corrosión en materiales de uso técnico: metales - Procedimientos de protección*. España.
- Cuzcano Chumpitaz, R. (2001). *Gestión Ambiental de Sitios Contaminados (GASC): Evaluación inicial, evaluación de la exposición y remediación utilizando tecnologías innovadoras*. Moquegua.
- Damaso Yoni, J. (2006). *El conocimiento ancestral indígena sobre los peces de la Amazonía: Los lagos de Yahuaraca*. Leticia.
- De Cássia FS Silva, R., G. Almeida, D., D. Rufino, R., M. Luna, J., A. Santos, V., & Asfora Sarubbo, L. (2014). Applications of Biosurfactants in the Petroleum Industry and the Remediation of Oil Spills. *International Journal of Molecular Sciences*, 12523-12542. doi:<https://doi.org/10.3390/ijms150712523>
- De La Cruz Pitalua, J. A. (2011). *Propuesta de inspección a ductos que transportan hidrocarburos con equipo instrumentado, mediante técnicas de ultrasonido y fuga de flujo magnético*. Caracas: Instituto Politécnico Nacional.

- Deley Zárate, Á. R. (2005). *Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos derivados del petróleo del Campamento Sacha 161 utilizando el hongo Pleurotusostreatus*. Ecuador: Centro de Servicios y Transferencia Tecnológica Ambiental (CESTTA).
- Diario "El Comercio". (2014). *OEFA supervisa acciones de Petro-Perú ante derrame de petróleo*. Obtenido de <https://elcomercio.pe/peru/loreto/oefta-supervisa-acciones-petro-peru-derrame-petroleo-173349>
- Diario El Peruano. (16 de diciembre de 2015). Ley N° 30230: Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país. *Ley N° 30230*, págs. 568603-568615.
- Diario Oficial El Peruano. (21 de agosto de 2015). *Resolución de Consejo Directivo N° 044-2015-OEFA/CD*.
- Ding, D., Song, X., Wei, C., & LaChance, J. (2019). A review on the sustainability of thermal treatment for contaminated soils. *Environmental Pollution*, 253(1). doi:10.1016/j.envpol.2019.06.118
- Donis H., J. (2012). *Estudio del impacto económico para PDVSA por el manejo, transporte y tratamiento del crudo producido por las empresas mixtas en la faja del Orinoco*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- El Diario "La Jornada en Línea". (31 de agosto de 2014). Obtenido de <http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2014/08/31/derrame-de-petroleo-en-rio-de-veracruz-mata-peces-en-mas-de-6-km-5190.html>
- El Portal "Ecoosfera". (21 de julio de 2010). Obtenido de <http://idladspetu.blogspot.pe/2010/07/fatal-derrame-de-petroleo-en-china.html>
- El Portal "El Día". (13 de junio de 2009). Obtenido de [https://www.eldia.com.bo/index.php?cat=381&pla=3&id\\_articulo=7707](https://www.eldia.com.bo/index.php?cat=381&pla=3&id_articulo=7707)

- El portal "Univisión Noticias". (19 de mayo de 2015). Obtenido de <http://www.univision.com/noticias/california-declaro-emergencia-por-derrame-de-petroleo-en-las-costas-de-santa-barbara>
- El Portal "Petrolnews". (10 de agosto de 2009). Obtenido de <http://petrolnews.net/noticia.php?ID=xkntudwxq&r=11866>
- EPA. (1991). *Overview: Soils washing technologies for comprehensive environmental response compensation and liability act*. New Jersey: Technical Information Exchange & Foster Wheeler Enviresponse, Inc.
- EPA. (18 de julio de 2001). *Remediation Technology: Cost Compendium*. Obtenido de EPA-542-R-01-009: <https://clu-in.org/download/remed/542r01009.pdf>
- Espinoza Velásquez, L., & Calle Galindo, J. (2014). *Implementación de un equipo para el análisis y supervisión de la corrosión en tuberías, mediante instrumentos de medición de señales analógicas y digitales*. Ecuador: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Espinoza, G. A. (2002). *Gestión y fundamentos de evaluación de impacto ambiental*. Santiago de Chile: Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Centro de Estudios para el Desarrollo (CED).
- F&G Technologies. (2015). *Servicio Integral de Inspección y Reparación de Tanques de Almacenamiento API650*. Buenos Aires. Recuperado el 7 de marzo de 2017, de <http://www.fygtechnologies.com.ar/index.php/repares/mantenimiento-integral-de-tanques-de-almacenamiento-de-hidrocarburos-api-650>
- Fangzhou, L., Zhang, Y., Wang, S., & Li, G. (2019). Insight into ex-situ thermal desorption of soils contaminated with petroleum via carbon number-based fraction approach. *Chemical Engineering Journal*, 385(123946). doi:10.1016/j.cej.2019.123946
- Foy Valencia, P., & Valdéz Muñoz, W. (2012). *Glosario jurídico ambiental peruano*. Lima: Fondo editorial Academia de la Magistratura.

- FRTR. (2020). *4.14 Slurry Phase Biological Treatment*. Obtenido de Technology: Soil, Sediment, Bedrock and Sludge: <https://frtr.gov/matrix2/section4/4-14.html>
- FRTR. (2020). *4.19 Soil Washing*. Obtenido de Technology: Soil, Sediment, Bedrock and Sludge: <https://frtr.gov/matrix2/section4/4-19.html>
- FRTR. (18 de julio de 2020). *Atenuación natural monitoreada*. Obtenido de 3.9 Tratamiento biológico in situ: <https://frtr.gov/matrix2/section4/4-32.html>
- Galeas Bolaños, P. E. (2013). *Diagnóstico del proceso de remediación de suelos realizado en el sector de Santa Rosa, cantón el Chaco, provincia de Napo, debido a un derrame del OCP (25-02-2009)*. Ecuador.
- García Cuellar, Á., Arreguín Sánchez, F., & Hernández Vázquez, S. (2004). Impacto ecológico de la industria petrolera en la sonda de Campeche: México, tras tres décadas de actividad, una revisión. *Revista Interciencia*, 29(6), 314.
- García Trinidad, C. (2017). *Recuperación del suelo contaminado con petróleo utilizando Micro-nanoburbujas de aire-ozono a nivel de laboratorio*. Lima: Universidad César Vallejo.
- Génesis. (1960). *Santa Biblia*. Jerusalén: Reina Valera.
- González M., R., Anzúlez S., A., Vera Z., A., & Riera B., L. (1997). *Manual de pastos tropicales para la amazonía ecuatoriana*. Ecuador: Instituto Nacional Autónomo de Investigaciones Agropecuarias.
- González Morales, A. (2003). *Análisis para la mejora de procesos técnico - administrativos, en la adquisición del derecho de vía para la construcción de una carretera*. Veracruz: Instituto Tecnológico de la Construcción.
- Hamberg, R. (2009). *In situ and on-site soil remediation techniques - a review*. Department of Civil and Environmental Engineering. Suecia: Luleå University of Technology.
- Hernández Sampieri, R., & Fernández Collado, C. y. (2006). *Metodología de la Investigación*. México: McGraw-Hill Interamericana.

- IBC. (2016). *Sistema de Información sobre Comunidades Nativas de la Amazonía Peruana (SICNA)*.  
Obtenido de <http://www.ibcperu.org/mapas/sicna-resultados/>
- IGP. (2019). *Mapa de Suelos del Perú*. Lima: Ministerio del Ambiente.
- IGP. (2019). *Mapa Geológico del Perú*. Lima: Ministerio del Ambiente.
- INEI. (2017). Lima: Instituto Nacional de Estadística e Informática.
- Instituto de Investigaciones Jurídicas. (1995). *PEMEX: Ambiente y energía: Los retos del futuro*.  
México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Instituto Geofísico del Perú - IGP. (2017). *Mapa Geomorfológico del Perú*. Lima: Ministerio del Ambiente.
- Instituto Geográfico Nacional - IGN. (2019). *Descarga cartas nacionales IGN-Perú*. Obtenido de <http://www.appso.ingeapps.com/gmaps/es/descargar-cartas-ign-peru.php>
- Instituto Mexicano de Transporte (IMT). (2012). *Vulnerabilidad de las carreteras por el transporte de materiales y residuos peligrosos*. Sanfandila: Secretaría de Transporte y Comunicaciones.
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (15 de noviembre de 2007). *Tecnologías de remediación*. Obtenido de Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales - SEMARNAT: <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones2/libros/372/tecnolog.html>
- Izdebska Mucha, D., S. Żbik, M., Trzciński, J., & L. Frost, R. (2011). Influence of hydrocarbon contamination on clay soil microstructure. *Clay Minerals*, 47–58. doi:DOI: 10.1180/claymin.2011.046.1.47
- Koshlaf, E., & Ball, A. (2017). Soil bioremediation approaches for petroleum hydrocarbon polluted environments. *AIMS Microbiology*, 25-49. doi:10.3934/microbiol.2017.1.25
- La Ceruti, A. Á. (2001). *La refinación del petróleo* (Vol. I). Cuyo: Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria de la Universidad Nacional de Cuyo.
- La Revista "El Tiempo". (13 de agosto de 2015). Obtenido de <http://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/derrame-de-crudo-tras-ruptura-de-oleoducto-cano-limon/16242935>

- La Torre Parra, J. P. (2005). *Biodiversidad y conservación en los parques nacionales naturales de Colombia*. Bogotá.
- León Vasquez, W. (30 de agosto de 2019). Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Leyva Cardoso, I. D. (2006). *Comparación de técnicas de saneamiento en un suelo contaminado con hidrocarburos del petróleo de Tabasco*. México.
- López Naranjo, D., & Luyando Cuevas, J. (2018). Los efectos de la contaminación petrolera en el desarrollo de comunidades ejidales: El caso de la cuenca del río San Juan (Nuevo León, México). *Investigación y Desarrollo*, 26(1), 92-124.
- Luis López, P. (2004). Población y Muestra. *Revista Punto Cero*, 9(8), 69.
- Mafla Herrera, M. (2005). *Guía para Evaluaciones Ecológicas Rápidas con Indicadores Biológicos en Ríos de Tamaño Mediano Talamanca - Costa Rica*. Costa Rica: Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza (CATIE).
- Marcel, A., Dominguez, A., & PESCE, F. y. (2006). *egaminería y Fractura Hidráulica: Potenciales Impactos Ambientales y para el Derecho Humano al Agua*. Uruguay.
- Mateus Herrera, M. D. (2007). *Mantenimiento de tanques hidrostáticos de techo fijo para la industria petrolera*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Mejía Soto, E., Montilla Galvis, O., & Montes Salazar, C. (2010). Análisis de los métodos de medición de las cuentas ambientales en el modelo contable financiero y concepciones alternativas. *Entramado*, 6(2), 113-122.
- MINAM. (2012). *Glosario de términos para la gestión ambiental peruana*. Lima: Dirección General de Políticas, Normas e Instrumentos de Gestión Ambiental.
- MINAM. (2013). Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM: Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo.
- MINAM. (2014). *Guía para el muestreo de suelos*. Lima: Dirección General de Calidad Ambiental.
- MINAM. (2017). *Decreto Supremo N° 004-2017-MINAM*. Lima. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/12870/DS-004-2017-MINAM.pdf>



- MINAM. (2017). *Decreto Supremo N° 011-2017-MINAM*. Lima. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minam/normas-legales/3693-011-2017-minam>
- MINAM. (2017). *Decreto Supremo N° 011-2017-MINAM: Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo*. Lima. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minam/normas-legales/3693-011-2017-minam>
- MINAM. (2017). *Decreto Supremo N° 014-2017-MINAM: Reglamento de la Ley de Gestión Integral de Residuos Sólidos*. Lima.
- MINAM. (octubre de 2019). *Geoservidor*. Obtenido de <http://geoservidor.minam.gob.pe/>
- Ministerio de Energía y Minas - MINEM. (2002). *Decreto Supremo N° 032-2002-EM: Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos*. Lima.
- Miranda Rodriguez, D., & Restrepo Manrique, R. (2005). *Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales – impactos, consecuencias y prevención: La experiencia de Colombia*. Colombia: International Oil Spill Conference Proceedings.
- Mongabay. (2017). *A tres años del derrame de petróleo, Gobierno peruano no atiende problemas de salud de la comunidad de Cuninico*. Obtenido de <https://es.mongabay.com/2017/11/tres-anos-del-derrame-petroleo-gobierno-peruano-no-atiende-problemas-salud-la-comunidad-cuninico/>
- Mongabay: Periodismo ambiental independiente. (26 de marzo de 2018). *Derrame de petróleo en Colombia: tras 25 días, aún no se controla el desastre ambiental*. Obtenido de <https://es.mongabay.com/2018/03/derrame-petroleo-colombia-contaminacion/>
- Montero Mora, M. (2015). *Estudio in-vitro de las propiedades biodegradadoras de hidrocarburos, por parte de hongos aislados de suelos contaminados por petróleo*. Ecuador: Universidad Estatal Amazónica.
- Monterroso Céspedes, J. (2011). *Estudio de efluentes del procesamiento de pota y su potencial uso como Fertilizante*. Piura: Universidad de Piura.

- Montoya Pavi, S., & Páez Valencia, C. (2012). *Documentación de la técnica de cromatografía de gases en el análisis de hidrocarburos alifáticos en aguas residuales*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Moñino Aguilera, N., & Galdos Balzategi, A. (2008). *Exposición a la contaminación por actividad petrolera y estado de salud de la Comuna Yamanunka*. Ecuador: Universidad Autónoma de Barcelona.
- Morales Novelo, J., & Rodríguez Tapia, L. (2007). *Conomía del agua: Escasez del agua y su demanda doméstica e industrial en áreas urbanas*. México: Universidad Autónoma Metropolitana.
- Murphy Expro. (2012). *Ficha de datos de seguridad: Crude Oil Sour*. Estados Unidos de América.
- Naranjo González, D. (2017). *Aislamiento e identificación de microorganismos con capacidad de degradar hidrocarburos en suelos contaminados de la Comunidad Lumbaqui, Provincia de Sucumbíos*. Ecuador: Facultad de Ingeniería y Ciencias Agropecuarias.
- Navas Olalla, J., & Solis Solis, S. (2007). *Evaluación de defectos por corrosión en líneas de transporte de hidrocarburos*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- NFPA 704. (2017). *National Fire Protection Association: Peligros de los materiales peligrosos*. Estados Unidos de América.
- Niehs Oil Spill Cleanup Training Tool. (2010). *Iniciativa de Limpieza del Derrame de Petróleo: Seguridad y Concienciación de Salud para Trabajadores de Limpieza de Derrames de Petróleo*. Estados Unidos de América.
- NORMA API RP 1160. (2013). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. Estados Unidos de América: American Petroleum Institute.
- NORMA ASME B31.4. (2016). *Norma para sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos por ductos de tubería*. Estados Unidos de América: The American Society of Mechanical Engineers.

- Noticias "El Universo". (31 de mayo de 2013). Obtenido de <http://www.eluniverso.com/noticias/2013/06/02/nota/978691/derrame-10-mil-barriles-crudo-rotura-sote>
- O'Brien, P., DeSutter, T., Casey, F., & Derby, N. (2016). Implications of Using Thermal Desorption to Remediate Contaminated Agricultural Soil: Physical Characteristics and Hydraulic Processes. *Journal of Environmental Quality*, 45(4). doi:10.2134/jeq2015.12.0607
- OEFA. (31 de diciembre de 2014). *Resolución Directoral N° 788-2014-OEFA/DFSAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>
- OEFA. (21 de setiembre de 2015). *Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI*. Obtenido de [http://www.oefa.gob.pe/resultados-de-busqueda?query=yes&txt\\_texto=PETROPER%C3%9A&page\\_nro=2](http://www.oefa.gob.pe/resultados-de-busqueda?query=yes&txt_texto=PETROPER%C3%9A&page_nro=2)
- OEFA. (2015 y 2016). *Resoluciones Directorales N° 844-2015-OEFA/DFSAI y N° 878-2016-OEFA/DFSAI*. Lima.
- OEFA. (24 de junio de 2016). *El OEFA sanciona a Petroperú S.A. por derrame de petróleo en Cuninico y ordena remediación efectiva e inmediata de las zonas afectadas*. Obtenido de <https://www.oefa.gob.pe/noticias-institucionales/el-oefa-sanciona-a-petroperu-s-a-por-derrame-de-petroleo-en-cuninico-y-ordena-remediacion-efectiva-e-inmediata-de-las-zonas-afectadas>
- OEFA. (15 de Febrero de 2016). *Resolución Directoral N° 012-2016-OEFA/DS*. Obtenido de [https://www.oefa.gob.pe/?wpfb\\_dl=16917](https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=16917)
- OEFA. (1 de abril de 2016). *Resolución Directoral N° 452-2016-OEFA/DFSAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>

- OEFA. (2 de mayo de 2016). *Resolución Directoral N° 619-2016-OEFA-DFSAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>
- OEFA. (24 de junio de 2016). *Resolución Directoral N° 878-2016-OEFA/DFSAI*. Obtenido de [https://www.oefa.gob.pe/?wpfb\\_dl=19810](https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=19810)
- OEFA. (22 de abril de 2016). *Resolución N° 026-2016-OEFA/TFA-SEE*. Obtenido de [https://www.oefa.gob.pe/?wpfb\\_dl=17631](https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=17631)
- OEFA. (15 de noviembre de 2017). *Resolución Directoral N° 1351-2017-OEFA/DFSAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>
- OEFA. (28 de noviembre de 2017). *Resolución Directoral N° 1452-2017-OEFA-DFSAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>
- OEFA. (22 de diciembre de 2017). *Resolución Directoral N° 1712-2017-OEFA/DFSAI*. Obtenido de Resoluciones emitidas por DFSAI: [https://www.oefa.gob.pe/?wpfb\\_dl=29334](https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=29334)
- OEFA. (29 de agosto de 2018). *Resolución Directoral N° 1998-2018-OEFA/DFAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>
- OEFA. (7 de marzo de 2018). *Resolución Directoral N° 421-2018-OEFA-DFAI*. Obtenido de Buscador de resoluciones administrativas del OEFA: <https://www.oefa.gob.pe/buscador-de-resoluciones-administrativas>
- Ortíz Brito, O., Ize, I., & Gavilán, A. (2003). La restauración de suelos contaminados con hidrocarburos en México. *Gaceta Ecológica*(69), 83-92.
- Otero Paternina, A., Cruz Casallas, P., & Velasco Santamaría, Y. (2013). Evaluación del efecto del hidrocarburo fenantreno sobre el crecimiento de *Chlorella vulgaris* (Chlorellaceae). *Acta Biológica Colombiana*, 18(1), 87-98.

- Pablo Bazan, C. (2007). *Aplicación de biorremediación ante derrames de petróleo en la selva*. Lima: Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.
- Pancorbo Floristan, F. J. (2011). *Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación*. Barcelona: Marcombo.
- Pérez Contreras, O. (2008). *Valoración económica de los recursos naturales y del ambiente: Importancia y limitaciones, metodología y técnicas, estudios de caso y aplicaciones*. Lima: Imprenta Cristo Vive Corporación Industrial S.A.C.
- Perni, Á., & Martínez Paz, J. (2012). Valoración económica de los beneficios ambientales de la recuperación del Río Segura. *Revista Semestre Económico*, 15-40.
- Petro Cardona, P., & Mercado Montero, G. (2014). *Biorremediación de suelos contaminados por derrames de hidrocarburos derivados de petróleo en Colombia*. Cartagena de Indias: Universidad de San Buenaventura.
- Petróleos del Perú S.A. - Petroperú. (2008). *Plan Zonal de Contingencia: Operaciones Oleoducto Norperuano*. Lima.
- Petroperú S.A. (1974). *Manual de diseño definitivo*. Loreto: Bechtel.
- Petroperú S.A. (1995). *Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) del Oleoducto Norperuano*. Lima: Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).
- Petroperú S.A. (2003). *Resolución Directoral N° 215-2003-EM-DGAA: Modificación del Impacto N° 19 del PAMA "Evaluación e Instalación de válvulas en cruces de ríos"*.
- Petroperú S.A. (21 de noviembre de 2014). *Conoce como se construyeron el Oleoducto Norperuano y los canales de flotación*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=OlkZrCh4Zqk>
- Petroperú S.A. (2014). *Plan de Acción: Contingencia Ambiental KM 39 del Oleoducto Norperuano*.
- Petroperú S.A. (2019). *Oleoducto Norperuano*. Obtenido de Proyectos y Unidades Operativas: <https://www.petroperu.com.pe/proyectos-y-unidades-operativas/unidades-operativas/oleoducto/>

- Petroperú S.A. (18 de julio de 2019). *Oleoducto Norperuano - Petroperú transportando energía para todos los peruanos*. Obtenido de [https://www.youtube.com/watch?time\\_continue=116&v=VDMNh1OPJsQ](https://www.youtube.com/watch?time_continue=116&v=VDMNh1OPJsQ)
- Pisfil Calle, Y. (2019). *Remediación de suelos contaminados en operaciones de perforación en Nor-Oeste y Selva*. Piura: Universidad Nacional de Piura.
- Plataforma periodística: La Mula. (14 de setiembre de 2017). *Petroperú se niega a indemnizar a comunidades nativas afectadas por derrame de Cuninico*. Obtenido de <https://juancruizm.lamula.pe/2017/09/14/petroperu-se-niega-a-indemnizar-a-comunidades-nativas-afectadas-por-derrame-de-cuninico/juancruizm/>
- Puma Caiza, L. (2006). *Sistema de supervisión, control y adquisición de datos a través de la telefonía móvil para invernaderos de rosas*. Ecuador: Universidad Técnica de Ambato.
- Rabadán Travesí, B. (2018). *Estudio de sostenibilidad sobre el acceso universal a energía y agua potable en la Amazonía*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- Radio Ideele. (16 de febrero de 2018). *Caso Cuninico: Experto denuncia que el Estado no entrega resultados sobre derrame de petróleo*. Obtenido de <https://ideeleradio.pe/lo-ultimo/caso-cuninico-experto-denuncia-que-el-estado-no-entrega-resultados-sobre-derrame-de-petroleo/>
- Ramírez Parco, G. (2013). *El ejercicio y limitación de los derechos fundamentales de los reclusos: análisis normativo y de la jurisprudencia emitida por el Tribunal Constitucional*. Lima. Obtenido de <http://www.pensamientopenal.com.ar/doctrina/37603-ejercicio-y-limitacion-derechos-fundamentales-reclusos-analisis-normativo-y>
- Raya Garrido, J. (2003). *Composición Isotópica del vapor de agua atmosférico en el Sureste de la Península Ibérica*. Granada: Consejo Superior de Investigaciones Científicas - Estación Experimental del Zaidín.
- Real Academia Española. (6 de marzo de 2017). *Diccionario de la lengua española*. Obtenido de <http://dle.rae.es/?id=OH9tS8F>

- Rebolledo López, D. C. (2011). *Manual para la valoración social de impactos y daños ambientales de actividades agrícolas*. Caracas: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO).
- Remache Yagloa, L. (2017). *Valoración económica ambiental del recurso hídrico, y el beneficio para los usuarios de la Junta General del Sistema de Riego Guargualla de la Parroquia Licto Cantón Riobamba, provincia de Chimborazo, periodo 2012-2016*. Riobamba: Universidad Nacional de Chimborazo.
- Resumen Latinoamericano. (2016). *Más contaminación a las comunidades indígenas peruanas: Petro-Perú confirma nuevo derrame de petróleo en Loreto*. Obtenido de <http://www.resumenlatinoamericano.org/2016/06/26/mas-contaminacion-a-las-comunidades-indigenas-peruanas-petro-peru-confirma-nuevo-derrame-de-petroleo-en-loreto/>
- Rodriguez Berna, P. (2018). *Efecto del humus de lombriz en la remediación de suelos contaminado con crudo de petróleo. Ucayali, Perú*. Ucayali: Universidad Nacional de Ucayali.
- Romero Avecillas, C. (2006). *Diseño de un sistema SCADA para el proceso de producción de los pozos de petróleo de Petroecuador*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Romero Castañeda, J., & Cárdenas Muñoz, C. (2017). *Valoración económica de los servicios ecosistémicos del PNN Tayrona mediante los métodos de valoración contingente y costos de viaje como aproximación al valor económico total*. Bogotá: Universidad Santo Tomás.
- Sabroso González, M., & Pastor Eixarch, A. (2012). *Guía de suelos contaminados*. Zaragoza: Confederación de la pequeña y mediana empresa Aragonesa y Departamento de Economía, Hacienda y Empleo.
- Salazar Maya, E. (2011). *Utilización de la biorremediación en piscinas contaminadas con petróleo en los campos petroleros de la región Amazónica*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.

- Sánchez, L. E. (2008). *Evaluación de Impacto Ambiental: Conceptos y Métodos*. Sao Paulo: Oficina de Textos.
- Sánchez, L. E. (2008). *Evaluación del Impacto Ambiental: Conceptos y Métodos*. Sao Paulo: Oficina de textos.
- Sandoval Del Águila, J. (2008). *Valoración económica de espacios contaminados por hidrocarburos en la cuenca del río Corrientes Loreto - Perú, 2007 - 2008*. Trujillo: Universidad Nacional de Trujillo.
- Sandoval Vicente, M., Ortiz Jaramillo, D., & Jesús Matos, H. y. (2013). *Estudio de precipitación, temperatura y humedad relativa año 2013*. Chiclayo: Gobierno Regional de Lambayeque.
- Secretaria de Salud del Estado de Veracruz. (2016). *Hoja de Datos de Seguridad: Petróleo crudo*. México: Centro de Información Toxicológica de Veracruz.
- SENAMHI. (2018). *Mapa Climático del Perú, según el Sistema de Clasificación del Método de Thornthwaite*. Lima.
- SENAMHI. (25 de setiembre de 2019). *Datos hidrometeorológicos*. Obtenido de <http://www.senamhi.gob.pe/?p=descarga-datos-hidrometeorologicos>
- SENAMHI. (diciembre de 2019). *Descarga de datos Meteorológicos a nivel nacional*. Obtenido de <https://www.senamhi.gob.pe/?&p=descarga-datos-hidrometeorologicos>
- SERNANP. (2009). *Plan Maestro de la Reserva Nacional Pacaya Samiria*. Iquitos: Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas. Recuperado el 26 de setiembre de 2017, de <http://www.sernanp.gob.pe/planes-maestros>
- SERNANP. (junio de 2019). *GEO ANP - Visor de las Áreas Naturales Protegidas*. Obtenido de <http://geo.sernanp.gob.pe/visorsernanp/>
- SERVINDI. (2016). *Cuninico: dos años después*. Obtenido de <https://www.servindi.org/actualidad-noticias-radioteca-videos/21/10/2016/cuninico-2-anos-despues>
- Silos Rodriguez, J. M. (2008). *Manual de lucha contra la contaminación por hidrocarburos*. Cádiz: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Cádiz.



- Silva Cabra, B. (2018). *Apoyo técnico Proyecto N° 140917: Biorremediación de suelo contaminado con hidrocarburos en un predio ubicado en la Localidad de Fontibón*. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Solis Luna, N. (2005). *Determinación remota de fugas de petróleo por medio de cámaras infrarrojas*. México: Instituto Politécnico Nacional.
- SPDA. (15 de agosto de 2019). *Tag Archive: Derrame de petróleo*. Obtenido de <https://www.actualidadambiental.pe/tag/derrame-de-petroleo/>
- SPDA, S. P. (2017). *Víctimas del petróleo en Perú: El derrame que contaminó a indígenas de Cuninico*. Obtenido de <http://www.actualidadambiental.pe/?p=46594>
- Tafur Portilla, R., & Izaguirre Sotomayor, M. (2014). *Como hacer un proyecto de investigación* (1 ed.). Lima: Tarea Asociación gráfica educativa.
- Tixi Cando, G. (2013). *Análisis de integridad física del poliducto Libertad-Manta de PETROCOMERCIAL mediante el envío de la herramienta chancho inteligente*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Torres Delgado, K., & Zuluaga Montoya, T. (2009). *Biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Tresierra Aguilar, A. (2000). *Metodología de la Investigación Científica*. Lima: Biociencia.
- Ulate Quesada, C. A. (2011). *Análisis y comparación de la biomasa aérea de la cobertura forestal según zona de vida y tipo de bosque para Costa Rica*. Costa Rica: Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- UNAD. (2015). *Identificación y delimitación del área de influencia*. Obtenido de Universidad Nacional Abierta y a Distancia: [http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358023/Material\\_en\\_linea/leccin\\_8\\_identificacin\\_y\\_delimitacin\\_del\\_rea\\_de\\_influencia\\_directa\\_e\\_indirecta.html](http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358023/Material_en_linea/leccin_8_identificacin_y_delimitacin_del_rea_de_influencia_directa_e_indirecta.html)
- Universidad de Sonora. (28 de febrero de 2017). *Biblioteca digital*. Obtenido de <http://tesis.uson.mx/digital/tesis/docs/4112/Glosario.pdf>

- UTERO. (2014). *Nuevo derrame de petróleo en Loreto. Esta vez el responsable es Petroperú*.  
Obtenido de <http://utero.pe/2014/07/10/nuevo-derrame-de-petroleo-en-loreto-esta-vez-el-responsable-es-petroperu/>
- Velásquez, I. (2014). Emulsiones de agua en crudo: Aspectos generales. *Revista Ingeniería UC*, 21, 46.
- Venología. (2017). *Tipos de petróleo crudo según grado API*. Obtenido de <https://www.venologia.com/archivos/9589/>
- Villacreces Carvajal, L. (2013). *Aplicación de oxidación química tipo Fenton Asistida con detergente para tratamiento de suelos contaminados con petróleo*. Ecuador: Universidad de las Fuerzas Armadas Innovación para la Excelencia.
- Villodas E., R. (2008). *Hidrología*. Argentina: Universidad de Cuyo.
- Volke Sepúlveda, T., & Velasco, J. (2002). *Tecnologías de remediación para suelos contaminados*. México: INE-SEMARNAT.
- Yasksetig Castillo, J. (2011). *Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico*. Piura: Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura.
- Zavala Cruz, J., Morales García, F., & H. Adams, R. (2008). Concentración residual de hidrocarburos en suelo del trópico. II: Afectación a la fertilidad y su recuperación. *Revista Instituto Normalizador de Ciencias e Investigación (INCI)*, 33(7).
- Zelaya Molina, C., & Ernesto Arbuola, M. (2015). *Diseño de un módulo de entrenamiento en sistemas de automatización industrial, interfaz hombre-máquina y sistema SCADA con SIMATIC S7-1200 aplicado al control y monitoreo de un ascensor de tres niveles a escala*. Managua, Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería.

# **ANEXOS**

## Anexo N° 1. Matriz de Consistencia

Formulación del problema	Objetivos	Hipótesis	Variables e indicadores		Diseño de investigación	
Problema general	Objetivo general	Hipótesis general	Variable dependiente	Variable independiente	Indicadores	Metodología
¿Cuáles son los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano ocurrido en junio del 2014, en la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto?	Conocer los impactos ambientales negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano ocurrido en junio del 2014, situado en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto.	El derrame de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano ocurrido en junio del 2014 en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico - Loreto generará impactos significativamente negativos en los componentes ambientales.	Derrame de petróleo crudo	Frecuencia de mantenimiento preventivo y correctivo	Meses	<p><b>- MÉTODO:</b> Empírico, inductivo y deductivo.</p> <p><b>- DISEÑO:</b> No experimental.</p> <p><b>- TIPO:</b> Exploratoria y transeccional.</p> <p><b>- NIVELES:</b> Explicativo, correlacional y descriptivo.</p> <p><b>ETAPAS DE LA INVESTIGACION:</b></p> <p><b>-Etapa inicial de Gabinete</b> Se evaluó información de las resoluciones emitidas por el OEFA y de otras autoridades competentes del estado peruano como el OSINERGMIN, DICAPI, DIGESA, ANA, entre otros e internet (investigaciones y noticias); luego se generaron mapas temáticos en función de la cartográfica digital y software de carácter público.</p> <p><b>-Etapa de Campo</b> De manera previa se realizó el plan de trabajo de la salida de campo realizada que tuvo como objetivo tomar registro fotográfico de la zona de estudio y efectuar monitoreos ambientales. Sin embargo, a pesar de que se realizaron visitas de campo en los años 2017 y 2018, los monitoreos no pudieron ser efectuados por las condiciones de humedad de la zona. Luego, se desarrolló el reconocimiento de campo en el ámbito de estudio para verificar su estado actual, donde se tomaron fotografías y se levantaron algunos puntos con GPS; no obstante, no se tuvo acceso a la zona donde se encontraba el ducto del ONP por las altas lluvias y difícil acceso.</p> <p><b>-Etapa Final de Gabinete</b> Se efectuaron los ajustes necesarios con los aportes de campo y gabinete en relación con los mapas temáticos. Además, se realizaron consultas a especialistas de diversas instituciones a fin de complementar la información procesada y analizada en las 2 anteriores etapas.</p>
				Estado actual de la tubería del ONP	Adimensional	
				Activación del Plan de Contingencia	Adimensional	
				Volumen de petróleo derramado	Barriles	
				Monitoreos ambientales	Unidades	
				Pendiente del terreno	Milímetros (mm)	
				Cobertura vegetal	%	
				Textura del suelo	Unidades	
				Comunidades Nativas	% limo, arena y arcilla	
					Unidades	
¿Cuáles son las causas y consecuencias que ocasionaron el derrame de petróleo crudo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico?	Analizar las causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico.	Si se analizan las causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo, entonces se podrá conocer su magnitud en el ámbito de la Comunidad Nativa Cuninico.	Propuesta de prevención	Estado de la pared de la tubería del ONP	Adimensional	
				Antigüedad del ONP	Años	
				Lluvia Anual	milímetros (mm)	
				Altitud	msnm	
				Temperatura	° C	
				Humedad relativa	%	
				Tipo de clima	Adimensional	
¿De qué manera se puede contribuir a la disminución de futuros derrames de petróleo crudo en el Oleoducto Norperuano?	Formular propuestas de prevención a fin de contribuir a la disminución de futuros derrames de petróleo crudo.	Si se proponen medidas de prevención en el área afectada, entonces contribuirá a la disminución de futuros derrames de petróleo crudo.		Instrumento de gestión ambiental	Unidades	
				Características de diseño del ONP	Adimensional	
¿Cómo se puede contribuir a la remediación - recuperación de los componentes ambientales afectados por el derrame de petróleo crudo?	Formular propuestas de mitigación - recuperación para contribuir a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame de petróleo crudo.	Si se proponen medidas de mitigación - recuperación, entonces se contribuirá a la rehabilitación de los componentes ambientales afectados por el derrame de petróleo crudo.	Propuesta de mitigación	Población afectada	Unidades	
				Suelos afectados	Metros cuadrados (m <sup>2</sup> )	
				Cuerpos Hídricos afectados	Unidades	
				Cobertura vegetal afectada	Unidades	
				Fauna afectada	Unidades	
				Comportamiento del petróleo derramado	Barriles	
				Climatología	Adimensional	
				Cobertura vegetal	Unidades	
				Textura del suelo	% limo, arena y arcilla	
				Uso directo de recursos naturales	Adimensional	
				Beneficios ambientales alterados	Adimensional	
				Funciones ambientales	Adimensional	
				Actividades socioeconómicas	Adimensional	

### Evaluación de causas y consecuencias del derrame de petróleo crudo

Se tomó como fuente la información pública del OEFA, que se sustenta en hechos constatados por autoridades competentes del estado e información recopilada en campo, manifestación de los representantes de Petroperú y de las poblaciones afectadas y ejecución de monitoreos de los componentes afectados (suelo, agua, sedimentos, flora y fauna) del OEFA y Petroperú. Además, se analizaron los incumplimientos y medidas correctivas impuestas por el OEFA.

### Propuestas de medidas de prevención

Se tomó como fuente experiencias de investigaciones de otros países con condiciones similares a la emergencia ambiental ocurrida: Ecuador, Brasil, México y Colombia, así como también las acciones de mantenimiento preventivo establecidos en las NORMAS NORMA API RP 1160 y ASME B31.4 (versión en inglés) de los Estados Unidos de América, utilizada por diversas empresas operadoras que transportan petróleo a nivel mundial.

### Propuestas medidas de mitigación - recuperación

Se analizaron de forma previa los incumplimientos de la Resolución Directoral N° 878-2016-OEFA/DFSAL, para evaluar si Petroperú cumplió con las acciones de remediación - recuperación ambiental. Luego, para realizar la propuesta, se tomaron como fuente experiencias internacionales en lugares similares a la zona de estudio, la que se basa en: (i) Diagnóstico de la zona; (ii) Ejecución de labores de remediación; y, (iii) Acciones de pos-remediación.

**Anexo N° 2. Inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electrónico del año 1999**

Client		PETROPERU S.A.		<b>24" PS1 - PS5 304.0 km</b>	
Contract Number				Final Report	
Date		March 24, 1999			
Revision Number		0		List of Significances	
Rosen Project Number		0-9718-01879			
Inspection		CDP			

weld log distance [m]	weld to feature [m]	no. of joint	joint length [m]	wt [mm]	wt source	S-log distance [m]	S-pos. o'clock [h]	type	cause	dlmo.	descr.	length [mm]	width [mm]	max. depth [%]	avg depth [%]
40564.43	0.04	34260	11.89	6.35	T	40564.47	08:30	MELO	CODE	GENE	WEDE	65	90	26	8
40588.47	8.77	34280	12.13	6.35	T	40595.24	00:20	MELO	CORR	PITT		11	10	44	31
40612.72	12.03	34300	12.07	6.35	T	40624.75	02:30	MELO	CODE	GENE	WEDE	52	52	28	10
40636.90	4.06	34320	12.15	6.35	T	40640.97	02:00	MELO	CORR	PINH		9	10	34	28
40636.90	10.48	34320	12.15	6.35	T	40647.36	00:20	MELO	CORR	PITT		11	10	37	25
40661.19	5.09	34340	12.09	6.35	T	40668.28	00:20	MELO	CORR	PITT	PMID	11	17	38	27
41699.99	0.27	35140	12.18	6.35	T	41607.26	06:00	MELO	CORR	PITT		13	10	27	17
41751.71	3.64	35270	9.26	6.35	T	41755.35	06:30	MELO	CORR	PITT		19	15	35	18
41797.04	12.02	35310	12.06	6.35	T	41809.08	01:10	MELO	CODE	GENE	WEDE	48	110	30	10
41989.23	9.46	35470	12.15	6.35	T	41998.70	06:50	MELO	CORR	PITT		11	10	28	20
42195.18	7.07	35640	12.07	6.35	T	42202.25	06:30	MELO	CORR	PITT		11	10	31	22

En 3 puntos cercanos al lugar de la falla (Progresivas 41+751,71, 41+797,04 y 41+989,23, del KM 41 del Tramo I del ONP) se encontraron anomalías de pérdida de espesor (MELO del documento), corrosión (CORR del documento) y corrosión por picadura (PITT del documento), respectivamente.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 81).

### Anexo N° 3. Monitoreo periódico de protección catódica en el ONP del año 2006

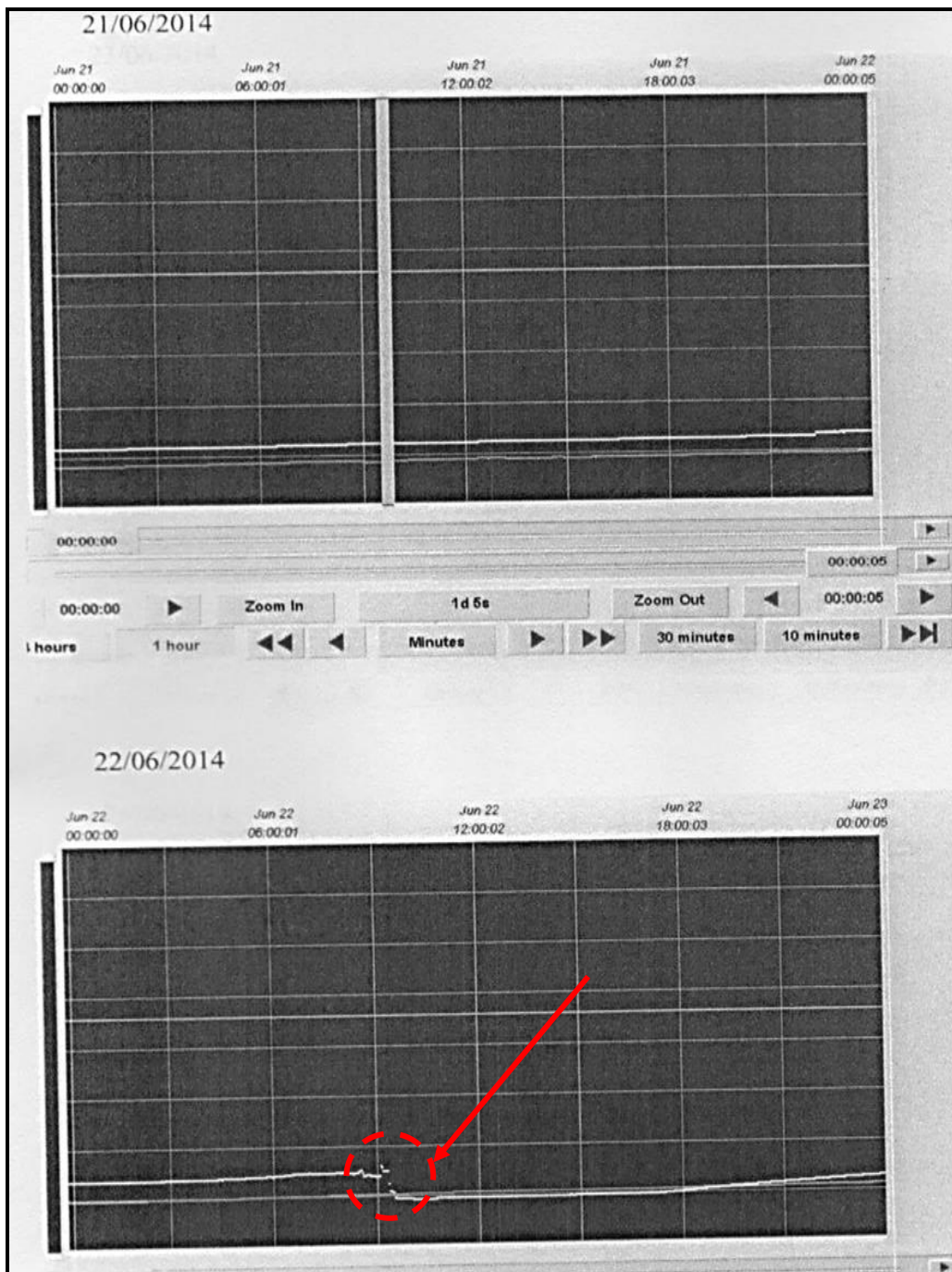
Estación	Fecha de medición	Tipo de medición	Hora de medición	Temperatura ambiente	Mediciones de potencial eléctrico (mV)						Promedio
					Medición 1	Medición 2	Medición 3	Medición 4	Medición 5	Medición 6	
37	24.11.06	PIPA	16:41	860	852	Resto	959	1616	959	156,3	
38	24.11.06	PIPA	16:09	881	880	884	885	1046	884	15,3	
39	24.11.06	PIPA	15:19	895	893			636	893	0	
40	25.11.06	PIPA	10:58	808	874	1010	1034	1760	1010	164	
41	25.11.06	PIPA	9:30	1051	880	1006	1082	1750	1016	167	
42	26.11.06	PIPA	15:28	1096	896	1084	1114	1698	1084	156	
43	26.11.06	PIPA	13:54	1112	897	1110	1165	1762	1110	176	
44	26.11.06	PIPA	12:54	928	910	928	950	1786	928	27,9	
45	26.11.06	PIPA	11:39		Resto	Resto		1756	850	0	
46	26.11.06	PIPA	10:05		Resto	Resto		1699	850	0	
47	28.11.06	PIPA	15:00		Resto	Resto		Resto	850	0	
48	27.11.06	PIP	8:15	896	896				896		
49	27.11.06	PIP	11:25	916	916				916		
50	27.11.06	PIPA	12:50	1042	920	1037	1011	1720	1037	71,7	
51	27.11.06	PIP	14:50	916	916				916		
52	27.11.06	PIP	16:00	896	896				896		
53	27.11.06	PIP	17:50	899	899				899		
54	29.11.06	PIP	12:10	943	943				943		
55	29.11.06	PIP	10:29	943	943				943		
40	29.11.06	PIPA	10:41	997	865	977	998	1690	977	164	
49	30.11.06	PIP	10:46	872	872	Resto			872		
49	30.11.06	PIPA	11:05	899	875	883	894	1633	893	146,2	
56	30.11.06	PIPA	14:19	891	898	891	901	1612	891	149,5	
57	30.11.06	PIP	14:48	804	804				804		
58	01.12.06	PIPA	8:35		Resto	Resto		Resto	890		
59	01.12.06	PIP	10:30		Resto				890		
60	02.12.06	PIPA	11:15	1058	918	1019	1026	1740	1019	91,8	

En las estaciones de prueba 40 y 49 (que comprenden el KM 22 hasta el KM 59 de la zona del siniestro), los valores se encuentran fuera del rango de protección menor a 850 mV, es decir, los valores de potencial eléctrico, medidos en dos puntos cercanos a la zona de ocurrido el derrame de petróleo crudo (progresiva 41+833), se encontraban muy por encima del criterio aceptable de la Norma NACE RP0169.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 87).

## Anexo N° 4. Eventos relevantes ocurridos el 22 de junio de 2014

### (i) Caída de presión el día 22 de junio del 2014



Fuente: (OEFA, 2015, pág. 112).

(ii) Balance volumétrico del 3 al 22 de junio de 2014


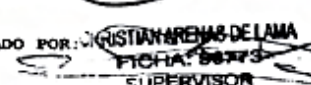
N°	BOMBEO – ESTACIÓN N° 01 (SARAMURO)					RECIBIDO – ESTACIÓN N° 05 (SARAMIRIZA)				
	FECHA INICIO	FECHA FINAL	HORAS BOMBEO	BOMBEO (barriles)	API	FECHA INICIO	FECHA FINAL	HORAS RECIBO	RECIBO (barriles)	API
1	03.06.2014					03.06.2014				
	00:10					00:10				
	4					4				
		05.06.2014	59.2	22,541.0	20		05.06.2014	59.2	22,566.0	21.5
	1:20					11:20				
2	07.06.2014					07.06.2014				
	08:20					08:20				
		08.06.2014	27.2	8,648.0	20		08.06.2014	20.2	8,056.0	23.1
		11:30					04:29			
					08.06.2014	08.06.2014	7	2,526.0	19.6	
					04:29	11:30				
3	09.06.2014					09.06.2014				
	11:31					11:31				
	10					10				
	11					11				
	12					12				
	13					13				
		14.06.2014	113.5	63,899.0	19.9		14.06.2014	121.75	64,579.0	19.8
	05:00					13:15				
4	14.06.2014					14.06.2014				
	05:10					13:40				
		15.06.2014	42.6	26,274.0	21.9		15.06.2014	29	19,481.0	23.2
	23:45					18:22				
					15.06.2014					
					18:22					
5	16.06.2014					16				
	09:25					17				
	17					18				
		18.06.2014	46.36	36,840.0	20.8					
	05:30									
6	18.06.2014									
	08:00									
	19					19				
	20					20				
	21					21				
		22.06.2014	103.83	82,697.0	20.8		22.06.2014	158.88	120,424.0	20.9
	13:50					09:15				
7	22.06.2014	22.06.2014	2.5	2,444.0	20.9	22.06.2014	22.06.2014	08:20	5,889.0	23.1
	13:50	18:20				09:15	17:35			
<b>TOTAL</b>				<b>242,143.0</b>				<b>241,521.0</b>		

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 115).



Anexo N° 5. Eventos relevantes ocurridos el 24 de junio de 2014

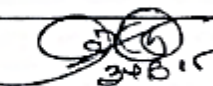
- (i) Boleta de Recepción/Despacho N° E1-BET5-0066-2014 de la Estación N° 1 del ONP

PETROLEOS DEL PERU S.A. OPERACIONES OLEODUCTO				
BOLETA DE RECEPCION/DESPACHO N° E1-BET5-0066-2014				
LUGAR: ESTACION 1		N° TANQUE: 104		
FECHA: 24/06/2014		N° EMBARQUE:		
NIVEL	VOLUMEN OBSERVADO	TEMP. °F FACTOR	VOLUMEN A 60 °F	VOLUMEN NETO
INICIAL 41-03-0	43,800.30	76.5		
AGUA 00-00-0	161.23			
DIA 24/06/2014				
HORA 11:30	43,639.07	0.99338	43,350	43,220
FINAL 40-10-2	43,380.90	81.0		
AGUA 00-00-0	161.23			
DIA 24/06/2014				
HORA 12:45	43,219.67	0.99157	42,855	42,726
DIFERENCIA			495	494
INICIAL API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
FINAL API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
MUESTRA REPR. DE LINEA <span style="float: right;">Azufre:</span>				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
OBSERVACIONES				
PRUEBAS PARA DETECTAR FUGA DE CRUDO LINEA PRINCIPAL, SIN BOMBEO ✓ LO CON 1G-7 Y VALVULAS ABIERTAS DE LA 1MB-1M. SOLICITADOS POR SR. ARTURO FERNANDEZ ALBERCA.				
PETROPERU		OTROS		
PREPARADO POR: 		WUDDAN MEZA TULLUMBA Sup. Producción Pluspetrol		
REVISADO POR:  CRISTIAN ARENAS DELAMA FICHA: 8873 SUPERVISOR				

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 119).

Anexo N° 6. Eventos relevantes ocurridos el 28 de junio de 2014

- (i) Boleta de Recepción/Despacho N° E1-BET5-0067-2014 de la Estación N° 1 del ONP

PETROLEOS DEL PERU S.A. OPERACIONES OLEODUCTO				
BOLETA DE RECEPCION/DESPACHO N° E1-BET5-0067-2014				
LUGAR: ESTACION 1		N° TANQUE: 1D4		
FECHA: 28/06/2014		N° EMBARQUE:		
NIVEL	VOLUMEN OBSERVADO	TEMP. °F FACTOR	VOLUMEN A 60 °F	VOLUMEN NETO
INICIAL 40-10-2	43,380.90	81.0		
AGUA 00-00-0	161.23			
DIA 28/06/2014				
HORA 15:52	43,219.67	0.99157	42,855	42,726
FINAL 38-08-4	41,107.42	85.3		
AGUA 00-00-0	161.23			
DIA 28/06/2014				
HORA 17:43	40,946.19	0.98984	40,530	40,408
DIFERENCIA			2,325	2,318
INICIAL				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
FINAL				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
MUESTRA REPR. DE LINEA <span style="float: right;">Azufre:</span>				
API Obs.: 22.8 Temp.: 80.0 API 60°F: 21.6 BSW: 0.300 SAL: 4.82				
OBSERVACIONES				
LLENADO LINEA DESCARGA DE LA ESTACION CON 1G-6. BOMBEO CON 1MB-1M LLENADO LINEA DESCARGA.				
PETROPERU		OTROS		
PREPARADO POR: 		RONY PAREDES T.		
REVISADO POR: CHRISTIAN ARENAS DE LAMA FICHA 5122 SUPERVISOR		SUPERVISOR PRODUCCION PLUSPETROL		

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 121).

## Anexo N° 7. Puntos de monitoreo de agua y suelo ubicados en el Canal de Flotación

Tabla N° 49. Puntos de monitoreo de agua y suelo ubicados en el Canal de Flotación

N°	Puntos de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM (WGS 84 – Zona 18)		Descripción	Visitas de supervisión	Procedencia
			Este	Norte			
1	MS1-TPH ONP	Suelo	467936	9474522	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 60 metros aprox. aguas arriba de la rajadura de la tubería (punto blanco).	Primera Supervisión	OEFA
2	MS2-TPH ONP	Suelo	467995	9474547	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 13 metros aprox. aguas abajo de la rajadura del ducto.	Primera Supervisión	OEFA
3	MS3-TPH ONP	Suelo	468239	9474671	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 280 metros aprox. del punto MS2-TPH ONP, siguiendo el curso de agua.	Primera Supervisión	OEFA
4	MS4-TPH ONP	Suelo	469750	9475473	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 1 700 metros aprox. del punto MS3-TPH ONP, siguiendo el curso de agua.	Primera Supervisión	OEFA
5	SU-01	Suelo	468023	9474491	A 40 metros aproximadamente del margen derecho del Canal de Flotación (siguiendo el curso de agua). A 60 metros aprox. de la rajadura del ducto.	Segunda Supervisión	OEFA
6	SU-02	Suelo	468097	9474582	A 50 metros aproximadamente del margen derecho del Canal de Flotación, a 117 metros aprox. del punto SU-01 (siguiendo el curso de agua).	Segunda Supervisión	OEFA
7	SU-03	Suelo	468169	9474585	A 35 metros aprox. del margen derecho del Canal de Flotación, límite de franja uniforme dejada por el paso del crudo discurrido. A 77 metros aprox. del punto SU-02 (siguiendo el curso de agua).	Segunda Supervisión	OEFA
8	SU-04	Suelo	468251	9474645	A 80 metros aprox. del margen derecho del Canal de Flotación, a 100 metros aprox. del punto SU-03 (siguiendo el curso de agua).	Segunda Supervisión	OEFA
9	SU-05	Suelo	468647	9474832	A 65 metros aprox. del margen derecho del Canal de Flotación, a 440 metros aprox. del punto SU-04 (siguiendo el curso de agua).	Segunda Supervisión	OEFA
10	SU-06	Suelo	469747	9475435	A 50 metros aprox. del margen derecho del Canal de Flotación, a 1260 metros aprox. del punto SU-05 (siguiendo el curso de agua).	Segunda Supervisión	OEFA
11	SU-07	Suelo	468859	9475015	A 15 metros aprox. del margen izquierdo del Canal de Flotación, a 1220 metros aprox. del cruce del ONP con el río Cuninico.	Segunda Supervisión	OEFA
12	SU-08	Suelo	467998	9474552	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 25 metros aprox. de la rajadura del ducto.	Segunda Supervisión	OEFA
13	SU-09	Suelo	468022	9474589	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 40 metros aprox. del campamento instalado colindante a la rajadura del ducto.	Segunda Supervisión	OEFA
14	SU-10	Suelo	468019	9474576	Margen izquierdo del Canal de Flotación, a 15 metros aprox. del campamento instalado colindante a la rajadura del ducto.	Segunda Supervisión	OEFA
15	SU-11	Suelo	468373	9474751	A 2 metros aprox. del margen izquierdo del Canal de Flotación, a 440 metros aprox. de la rajadura del ducto.	Segunda Supervisión	OEFA
16	EST 01-S01	Suelo	468585	9474884	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del Canal de Flotación.	Tercera Supervisión	OEFA
17	EST 02-S02	Suelo	468021	9474487	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo ubicado al margen derecho del Canal de Flotación, a 15 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
18	EST 03-S03	Suelo	468002	9474481	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del Canal de Flotación, a 52 metros aprox. de la rajadura de la Tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
19	EST 04-S04	Suelo	468038	9474484	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del Canal de	Tercera Supervisión	OEFA

					Flotación, a 70 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.		
20	EST 05-S05	Suelo	468046	9474509	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del Canal de Flotación, a 60 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
21	EST 06-S06	Suelo	468081	9474533	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del Canal de Flotación, a 50 metros aprox. de la rajadura de la Tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
22	EST 07-S07	Suelo	468126	9474575	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del Canal de Flotación, a 24 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
23	EST 08-S08	Suelo	468109	9474578	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen derecho del Canal de Flotación, a 15 metros aprox. de la rajadura de la Tubería del tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
24	EST 09-S09	Suelo	468017	9474603	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del Canal de Flotación, a 35 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
25	EST 10-S10	Suelo	468049	9474614	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del Canal de Flotación, a 30 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
26	EST 11-S11	Suelo	468056	9474597	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del Canal de Flotación, a 23 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
27	EST 12-S12	Suelo	468039	9474598	Zona de suelo impregnado con petróleo crudo, ubicado al margen izquierdo del Canal de Flotación, a 15 metros aprox. de la rajadura de la tubería del Tramo I del ONP.	Tercera Supervisión	OEFA
28	MA1-ONP	Agua	467952	9474516	Canal de flotación, a 50 metros aprox. aguas arriba de la rajadura del ducto (punto blanco).	Primera Supervisión	OEFA
29	MA2-ONP	Agua	468230	9474660	Canal de flotación, a 270 metros aprox. aguas abajo de la rajadura del ducto.	Primera Supervisión	OEFA
30	A-01	Agua	468597	9475009	Cocha ubicada a 200 metros aproximadamente del margen izquierdo del Canal de Flotación, a 775 metros aprox. del campamento instalado colindante a la rajadura del ducto.	Segunda Supervisión	OEFA
31	A-02	Agua	469048	9475092	Canal de Flotación, a 1020 metros aprox. del cruce del ONP con el río Cuninico, colindante a uno de los extremos del gramalote que cubre un tramo del canal.	Segunda Supervisión	OEFA
32	EST 01-A1	Agua	467795	9474438	Canal de Flotación, a 215 metros aprox. aguas arriba de la rajadura de la tubería (punto blanco).	Tercera Supervisión	OEFA
33	EST 02-A2 <sup>(*)</sup>	Agua	469725	9475444	Canal de Flotación, a 1 metro aguas abajo de la tercera barrera de contención. A 246 metros aprox. del cruce del ONP con el río Cuninico.	Tercera Supervisión	OEFA
34	EST 03-A3 <sup>(*)</sup>	Agua	469048	9475084	Canal de Flotación, a 2 metros aprox. aguas abajo de la primera barrera de contención.	Tercera Supervisión	OEFA
35	02MA1	Agua	467962	9474516	Punto de control aguas arriba del Canal de Flotación.	04/07/2014	PENING
36	02MA2	Agua	468231	9474664	Punto de control del área impactada.	04/07/2014	PENING
37	MA2	Agua	469040	9475090	KM 41+833 del Tramo I del ONP, extremo de gramalote del Canal de Flotación del DDV (siguiendo el curso de agua).	12/07/2014	PENING
38	MA4	Agua	469874	9475704	Confluencia de la salida del Canal de Flotación con el río Cuninico (después de las barreras de contención).	12/07/2014	PENING
39	CTube1	Agua	468903	9475024	Canal de Flotación de tubería a 20 minutos del punto del derrame de crudo.	07/07/2014	ANA
40	Estación B	Agua	467793	9474435	A 200 metros del campamento de operaciones de limpieza, aguas arriba de la zona de rotura del ducto en el Canal de Flotación dentro del DDV.	Cuarta Supervisión	OEFA

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 156-160).

## Anexo N° 8. Puntos de monitoreo de agua en el río Cuninico

Tabla N° 50. Puntos de monitoreo de agua ubicados en el río Cuninico

N°	Puntos de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM (WGS 84 – Zona 18)		Descripción	Visitas de supervisión ambiental	Procedencia
			Este	Norte			
1	MA3-ONP	Agua	470265	9475106	Río Cuninico, a 500 metros aprox. aguas abajo de la confluencia del desfogue del Canal de Flotación.	Primera Supervisión	OEFA
2	A-04	Agua	469877	9475714	Río Cuninico, a 1 metro aprox. de la barrera de contención de la confluencia del desfogue de Canal de Flotación.	Segunda Supervisión	OEFA
3	A-05	Agua	469908	9475867	Río Cuninico, a 100 metros aprox. aguas arriba de la confluencia del desfogue del Canal de Flotación.	Segunda Supervisión	OEFA
4	A-06	Agua	475969	9469351	Río Cuninico, a 100 metros aprox. aguas arriba de su confluencia con el río Marañón. (Frente a la Comunidad Nativa Cuninico).	Segunda Supervisión	OEFA
5	EST 04- A4	Agua	469879	9475713	Río Cuninico, a 1 metro aprox. de la barrera de contención de la confluencia del desfogue de Canal de Flotación.	Tercera Supervisión	OEFA
6	EST 05- A5	Agua	469798	9475929	Río Cuninico, a 233 metros aprox. aguas arriba de la confluencia del desfogue del Canal de Flotación.	Tercera Supervisión	OEFA
7	EST 06- A6	Agua	475999	9469438	Río Cuninico, a 100 metros aprox. aguas arriba de su confluencia con el río Marañón, frente a la Comunidad Nativa Cuninico.	Tercera Supervisión	OEFA
8	RCuni1	Agua	469872	475802	Río Cuninico, aguas arriba de la confluencia del Canal de Flotación.	07/07/2014	ANA
9	RCuni2	Agua	469892	475702	Río Cuninico, aguas abajo aprox. 10 metros de la confluencia del Canal de Flotación.	07/07/2014	ANA
10	RCuni3	Agua	476084	9469655	Río Cuninico, antes de la desembocadura al río Marañón.	07/07/2014	ANA
11	MA5	Agua	469896	9475876	Río Cuninico, a 100 metros aprox. aguas arriba de la confluencia del Canal de Flotación.	12/07/2014	PENING
12	MA6	Agua	478973	9469358	Río Cuninico, a 100 metros aprox. aguas arriba de su confluencia con el río Marañón, frente al Caserío Cuninico.	12/07/2014	PENING
13	Cuninico	Agua	---	---	Comunidad Nativa.	Del 11 - 12/07/2014	DIGESA (*)
14	Estación N° 1	Agua	469963	9475560	A orillas del río Cuninico	5/07/2014	DIGESA
15	Estación N° 2	Agua	476103	9469698	A orillas del centro poblado de Cuninico	5/07/2014	DIGESA

(\*) Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM - Conservación del Ambiente Acuático - ríos de la Selva ECA – Categoría 1: Poblacional y Recreacional – Aguas superficiales destinadas a la producción de agua potable – Subcategoría A-1.

Fuente: (OEFA, 2015, págs. 164-165).

## Anexo N° 9. Puntos de monitoreo de agua en el Canal de Descarga

Tabla N° 51. Puntos de monitoreo de agua ubicado en el Canal de Descarga

Puntos de monitoreo	Componente ambiental	Coordenadas UTM (WGS 84 – Zona 18)		Descripción	Visitas de supervisión ambiental	Procedencia
		Este	Norte			
A-03	Agua	469583	9475396	Al inicio del canal de desfogue hacia el río Cuninico (aguas arriba de las barreras de contención).	Segunda Supervisión	OEFA

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 168).

## Anexo N° 10. Estaciones de pesca Cuninico (estaciones de colecta de músculo y vísceras de peces)

Tabla N° 52. Estaciones de pesca Cuninico, Urarinas – Loreto, en las estaciones de colecta de músculo y vísceras de peces

N°	Estación de muestreo	Coordenadas UTM (WGS 84 – Zona 18)		Descripción
		Este	Norte	
1	Estación B	467793	9474435	Aguas arriba de la zona de rotura del ducto, a 200 metros del campamento donde se dirigen las labores de limpieza de emergencia del Canal de Flotación del DDV. Se observó presencia de vegetación acuática, ramas y troncos de árboles.
2	Estación C	468269	9474685	Aguas abajo de la zona de rotura del ducto, a la altura del puente de paso del margen izquierdo, al margen derecho del Canal de Flotación del DDV, el cual se localiza a 10 metros de la segunda barrera de contención. Se observó la zona colmatada con vegetación flotante impregnada con hidrocarburos y en proceso de descomposición.
3	Estación D	469722	9475455	Aguas abajo del Canal de Flotación del DDV, el cual ubicada a 5 metros de la tercera barrera de contención. A 200 metros aprox. del campamento instalado por Petroperú, a orillas del río Cuninico. Se observó la zona tenía una profundidad aproximada de 0,25 metros en la parte media del canal.
4	Estación E	473937	9474429	Ubicado a 4000 metros aguas abajo del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río y a 50 metros aprox. colindante a una estructura de concreto abandonada.
5	Estación F	469893	9475852	Ubicado a 600 metros aguas arriba del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río y a 100 metros aprox. de la descarga de la confluencia del desfogue del Canal de Flotación.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 145).

## Anexo N° 11. Estaciones de colecta de plancton (matriz agua)

Tabla N° 53. Estaciones de colecta de plancton (matriz agua)

N°	Estación de muestreo	Coordenadas UTM (WGS 84 – Zona 18)		Descripción
		Este	Norte	
1	Estación A	467793	9474435	Aguas arriba de la zona de rotura del ducto, a 270 metros del campamento donde se dirige las labores de limpieza de emergencia del Canal de Flotación del DDV.
2	Estación D	468269	9474685	Aguas abajo del Canal de Flotación del DDV, el cual se localiza a 5 metros de la tercera barrera de contención; a 200 metros aprox. del campamento instalado por el administrado a orillas del río Cuninico.
3	Estación E	469722	9475455	Ubicado a 4000 metros aguas abajo del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río, y a 50 metros aprox. colindante a una estructura de concreto abandonada.
4	Estación F	469893	9475852	Ubicado a 600 metros aguas arriba del río Cuninico del campamento instalado a orillas del mismo río y a 100 metros aprox. de la descarga de la confluencia del desfogue del Canal de Flotación.

Fuente: (OEFA, 2015, pág. 147).

## **Anexo N° 12. Glosario de abreviaturas**

**ANA:** Autoridad Nacional del Agua.

**API:** American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, indica cuán pesado o liviano es el petróleo.

**CAAAP:** Centro Amazónico de Antropología y Aplicación Práctica.

**CST:** Unidad de viscosidad cinemática, expresada en términos de centistokes.

**DDV:** Derecho de vía.

**DFAI:** Dirección de Fiscalización y Aplicación de Incentivos.

**DICAPI:** Dirección General de Capitanías y Guardacostas.

**DIGESA:** Dirección General de Salud Ambiental.

**DIRESA - Loreto:** Dirección Regional de Salud Loreto - Gobierno Regional de Loreto.

**EO-RS:** Empresa Operadora de Residuos Sólidos.

**FRTR:** Federal Remediation Technologies Roundtable (Mesa Redonda Federal de Tecnologías de Remediación).

**HAP:** Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos.

**IBC:** Instituto del Bien Común.

**IGP:** Instituto Geofísico del Perú.

**INACAL:** Instituto Nacional de Calidad.

**INDECOPI:** Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.

**LME:** Localización de medición de espesores.

**OEFA:** Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

**ONP:** Oleoducto Norperuano.

**OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

**PAH:** Hidrocarburos aromáticos policíclicos.

**PAMA:** Programa de Adecuación y Manejo Ambiental del ONP.

**PSI:** Libra de fuerza por pulgada cuadrada (en inglés, *pounds force per square inch*).

**RNPS:** Reserva Nacional Pacaya Samiria.

**RPAAH:** Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 015-2006-EM.

**SCADA:** Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

**SEIA:** Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.

**SENACE:** Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles.

**SENAMHI:** Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú.

**SERNANP:** Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado.

**SINANPE:** Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado.

**SPDA:** Sociedad Peruana de Derecho Ambiental.

**HTTP:** Hidrocarburos Totales de Petróleo.

**ZARNPS:** Zona de Amortiguamiento de la Reserva Nacional Pacaya Samiria.