

Capítulo 1.

Alcance, Ciclo de vida y Descripción Detallada del Proyecto

1.1. Ficha Técnica	4
1.2. Antecedentes	6
1.3. Objetivos	7
1.3.1. Objetivos Generales:	7
1.3.2. Objetivos Específicos:.....	7
1.4. Alcance Geográfico	9
1.5. Alcance Técnico	9
1.5.1. Área de Influencia del Proyecto	12
1.6. Marco Legal	15
1.6.1. Constitución de la República del Ecuador	15
1.6.2. Tratados y Convenios Internacionales	16
1.6.3. Códigos y Leyes Orgánicas	21
1.6.4. Decretos y Reglamentos.....	23
1.6.5. Ordenanzas Municipales y Acuerdos	32
1.6.6. Normas Técnicas.....	34
1.7. Marco Administrativo.....	35
1.7.1. Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador	35
1.7.4. Instituto Nacional de Patrimonio Cultural (INPC)	35
1.7.5. Secretaría de Pueblos, Movimientos Sociales y Participación Ciudadana	36
1.7.6. Gobierno Autónomo Descentralizado Provincial	36
1.7.7. Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal.....	37
1.7.8. Gobiernos Autónomos Descentralizados Parroquiales Rurales	37
1.7.9. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.....	37
1.8. Ciclo de vida del proyecto y Descripción de las Actividades del Proyecto	37
1.8.1. Localización del proyecto	37
1.8.2. Ciclo de vida del proyecto.....	39
1.8.3. Características del proyecto de conformidad con la fase:	40
1.8.3.1. ETAPA DE CONSTRUCCIÓN	40
1.8.3.1.1. Actividades Previas.....	42
1.8.3.1.2. Fase de Construcción.....	51
1.8.3.1.2.1. ESPECIFICACIONES PARA PLATAFORMAS.....	57
1.8.3.1.2.2. ESPECIFICACIONES PARA ACCESOS	67
1.8.3.2. ETAPA DE PERFORACIÓN.....	80
1.8.3.2.1. Perforación exploratoria y de avanzada	80
1.8.3.2.2. Movilización de equipos de perforación.....	81
1.8.3.2.3. Instalación de campamento de perforación.....	81
1.8.3.2.4. Planta de Tratamiento de Aguas Negras y Grises	83
1.8.3.2.5. Construcción y montaje de equipos	84
1.8.3.2.6. Características, Montaje de los Equipos y Técnicas de Perforación	85
1.8.3.2.7. Aguas subterráneas.....	91
1.8.3.2.8. Estado Mecánico	93
1.8.3.2.9. Procedimiento para la perforación.....	97
1.8.3.2.10. Tratamiento y disposición de fluidos y rípios de perforación	98
1.8.3.2.11. Reacondicionamiento de pozos exploratorios y de avanzada	104
1.8.3.2.12. Completación y pruebas de producción para la etapa de perforación de pozos exploratorios y de avanzada.....	105
1.8.3.2.13. Facilidades Tempranas	111
1.8.3.2.14. Quema de Gas: Mecheros por plataforma.....	113

1.8.3.2.15.	Lista general de productos químicos a utilizarse durante la perforación.	117
1.8.3.2.16.	Aprovisionamiento de energía y servicios.....	117
1.8.3.2.17.	Servicio Médico	118
1.8.3.3.	ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS.....	119
1.8.3.4.	ETAPA DE ABANDONO:	119
1.9.	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	120

Índice de Tablas

Tabla 1.	Coordenadas del Bloque 91	4
Tabla 2.	Coordenadas de la Plataforma A	4
Tabla 3.	Coordenadas de la Plataforma B	4
Tabla 4.	Coordenadas de la Plataforma C	4
Tabla 4.1.	Coordenadas de Accesos	5
Tabla 5.	Alcance Geográfico Bloque 91 Arazá Este.....	9
Tabla 6.	Área de Intervención de las plataformas y accesos. (Área de Implantación del Proyecto)	10
Tabla 7.	Coordenadas de Accesos.....	10
Tabla 8.	Coordenadas Plataforma A.....	10
Tabla 9.	Coordenadas Pozos Plataforma A	10
Tabla 10.	Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma A	10
Tabla 11.	Coordenadas Plataforma B.....	11
Tabla 12.	Coordenadas Pozos Plataforma B	11
Tabla 13.	Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma B	11
Tabla 14.	Coordenadas Plataforma C.....	12
Tabla 15.	Coordenadas Pozos Plataforma C	12
Tabla 16.	Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma C	12
Tabla 17.	Localización del proyecto	37
Tabla 18.	Actores del Área de Influencia a las facilidades a ser intervenidas	38
Tabla 19.	Maquinaria pesada y liviana que se requerirá para el proyecto.....	43
Tabla 20.	Resultado de la Capa subrasante y granular	48
Tabla 21.	Estado Actual donde se construirán las facilidades.	50
Tabla 22.	Área de Intervención de las plataformas y accesos	53
Tabla 23.	Mina cercana al Bloque Arazá Este	55
Tabla 24.	Propiedades hidráulicas y de filtración.....	57
Tabla 25.	Factores de pérdida de luz en condiciones de operación	64
Tabla 26.	Cantidades de Obra Plataforma A.....	65
Tabla 27.	Cantidades de Obra Plataforma B.....	66
Tabla 28.	Cantidades de Obra Plataforma C	66
Tabla 29.	Área de Intervención de los accesos.	69
Tabla 30.	Coordenadas de Accesos	69
Tabla 31.	Coordenadas Tramo Plataforma B a Plataforma C	69
Tabla 32.	Parámetros de construcción.	70
Tabla 33.	Sitios de viradero o espera.....	70
Tabla 34.	Coefficientes de escorrentía adoptados en función de la cobertura vegetal y la pendiente del terreno	74
Tabla 36.	Cantidades de obra para el Acceso Plataforma B a Plataforma A.....	78
Tabla 37.	Cantidades de obra para el Acceso Límite del Bloque a Plataforma B	78
Tabla 38.	Cantidades de obra para el Acceso Plataforma B a Plataforma C	79
Tabla 38b.	Ubicación de alcantarillas.....	79
Tabla 39.	Coordenadas Pozos Plataforma A.....	80
Tabla 40.	Coordenadas Pozos Plataforma B.....	80
Tabla 41.	Coordenadas Pozos Plataforma C.....	80
Tabla 42.	Maquinaria pesada y liviana para la perforación.....	81
Tabla 43.	Coordenadas de campamento temporal en Plataformas A, B y C	82

Tabla 44. Datos generales de perforación	85
Tabla 45. Evaluaciones de las formaciones.....	91
Tabla 46. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma A	100
Tabla 47. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma B.....	101
Tabla 48. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma C	101
Tabla 49. Facilidades Tempranas por Plataforma	112
Tabla 50. Coordenadas de Mecheros por plataforma	116
Tabla 51. La lista de químicos principales empleados	117
Tabla 52. Descripción de generadores	118
Tabla 53. Coordenadas de Área de Generadores.....	118

Índice de Figuras

Figura 1. Fases de la gestión de proyectos.....	40
Figura 2. Contratación de Mano de Obra Local- Estudios Topográficos	44
Figura 3. Contratación de Personal Estudio Topográfico	45
Figura 4. Estructura Propuesta a colocar para las plataformas y accesos.....	49
Figura 5. Diseño propuesto para cunetas perimetrales de hormigón.	58
Figura 6. Diseño de Trampa de Grasa API y desarenador	59
Figura 7. Detalles de cubierta para la Trampa de Grasas API	60
Figura 8. Diseño de contrapozo.....	61
Figura 9. Diseño de Cerramiento Perimetral	62
Figura 10. Diseño propuesto para sistema de iluminación perimetral.....	64
Figura 11. Valores de diseño recomendados para carreteras de 2 carriles y caminos vecinales.....	68
Figura 12. Corte Transversal de accesos	70
Figura 13. Corte Transversal de viraderos	72
Figura 14. Diseño de alcantarilla tipo.....	74
Figura 15. Diseño propuesto para cunetas de coronación	76
Figura 16. Sucesión de una reforestación.....	77
Figura 17. Esquema de plantación a tres bolillos	77
Figura 18. Columna Estratigráfica.....	87
Figura 19. Objetivos Principales en el Área de Interés	90
Figura 20. Componentes del Taladro de Perforación	94
Figura 21. Sistema de circulación.....	95
Figura 22. Diseño Propuesto para piscinas.....	103
Figura 23. Diagrama del proceso de pruebas de producción.....	109

Índice de Fotografías

Foto 1. Área de Estudio	14
Foto 2. Reuniones Diarias con el personal que intervendrá en el Estudio Topográfico.....	45
Foto 3. Punto de Referencia Bloque Arazá Este.....	46
Foto 4. Estaciones Totales.....	47
Foto 5. Ensayos de Campo-Estudio de Suelos.....	48
Foto 6. Proceso de Construcción de cunetas de concreto.....	58
Foto 7. Ejemplo de Cerramiento perimetral.....	62
Foto 8. Ejemplo de instalación de puerta vehicular del cerramiento perimetral.....	63
Foto 9. Prototipo Campamento Temporal de Perforación	83
Foto 10. Sistema de levantamiento	95
Foto 11. Válvula preventora	96
Foto 12. Ejemplo de piscinas de ripios de perforación	104

CAPÍTULO 1

ALCANCE, CICLO DE VIDA Y DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROYECTO

1.1. Ficha Técnica

Nombre del Proyecto – Denominación del área	Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental del Proyecto de Exploración y Avanzada Bloque 91 Arazá Este																																																																																										
Ubicación Geográfica	<p>Área Geográfica</p> <p>Tabla 1. Coordenadas del Bloque 91 Arazá Este</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VERTICES</th> <th>X</th> <th>Y</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>330948,751</td> <td>10005070,760</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>334475,053</td> <td>10005070,790</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>334475,018</td> <td>9992364,301</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>330952,827</td> <td>9992570,908</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022</p> <p>Área Geográfica: 4441.6480 Ha</p> <p>Área de Implantación del Proyecto</p> <p>Tabla 2. Coordenadas de la Plataforma A</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VERTICES</th> <th>X</th> <th>Y</th> <th>Área Ha</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>332926,57</td> <td>10003200,75</td> <td rowspan="6">1.4994</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>333006,02</td> <td>10003193,17</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>333001,49</td> <td>10003145,58</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>333016,42</td> <td>10003144,16</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>333005,22</td> <td>10003026,79</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>332910,84</td> <td>10003035,79</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022</p> <p>Tabla 3. Coordenadas de la Plataforma B</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VERTICES</th> <th>X</th> <th>Y</th> <th>Área Ha</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>332784,72</td> <td>9999340,46</td> <td rowspan="6">1.4994</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>332719,19</td> <td>9999384,80</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>332798,72</td> <td>9999502,35</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>332897,38</td> <td>9999435,60</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>332844,63</td> <td>9999357,64</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>332811,50</td> <td>9999380,06</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022</p> <p>Tabla 4. Coordenadas de la Plataforma C</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>VERTICES</th> <th>X</th> <th>Y</th> <th>Área Ha</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>332997,92</td> <td>9994767,99</td> <td rowspan="8">1.4998</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>333087,48</td> <td>9994747,87</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>333061,14</td> <td>9994630,55</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>332968,20</td> <td>9994651,42</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>332984,16</td> <td>9994722,46</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>332920,45</td> <td>9994736,77</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>332932,12</td> <td>9994789,36</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>332999,45</td> <td>9994774,25</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022</p>	VERTICES	X	Y	1	330948,751	10005070,760	2	334475,053	10005070,790	3	334475,018	9992364,301	4	330952,827	9992570,908	VERTICES	X	Y	Área Ha	1	332926,57	10003200,75	1.4994	2	333006,02	10003193,17	3	333001,49	10003145,58	4	333016,42	10003144,16	5	333005,22	10003026,79	6	332910,84	10003035,79	VERTICES	X	Y	Área Ha	1	332784,72	9999340,46	1.4994	2	332719,19	9999384,80	3	332798,72	9999502,35	4	332897,38	9999435,60	5	332844,63	9999357,64	6	332811,50	9999380,06	VERTICES	X	Y	Área Ha	1	332997,92	9994767,99	1.4998	2	333087,48	9994747,87	3	333061,14	9994630,55	4	332968,20	9994651,42	5	332984,16	9994722,46	6	332920,45	9994736,77	7	332932,12	9994789,36	8	332999,45	9994774,25
VERTICES	X	Y																																																																																									
1	330948,751	10005070,760																																																																																									
2	334475,053	10005070,790																																																																																									
3	334475,018	9992364,301																																																																																									
4	330952,827	9992570,908																																																																																									
VERTICES	X	Y	Área Ha																																																																																								
1	332926,57	10003200,75	1.4994																																																																																								
2	333006,02	10003193,17																																																																																									
3	333001,49	10003145,58																																																																																									
4	333016,42	10003144,16																																																																																									
5	333005,22	10003026,79																																																																																									
6	332910,84	10003035,79																																																																																									
VERTICES	X	Y	Área Ha																																																																																								
1	332784,72	9999340,46	1.4994																																																																																								
2	332719,19	9999384,80																																																																																									
3	332798,72	9999502,35																																																																																									
4	332897,38	9999435,60																																																																																									
5	332844,63	9999357,64																																																																																									
6	332811,50	9999380,06																																																																																									
VERTICES	X	Y	Área Ha																																																																																								
1	332997,92	9994767,99	1.4998																																																																																								
2	333087,48	9994747,87																																																																																									
3	333061,14	9994630,55																																																																																									
4	332968,20	9994651,42																																																																																									
5	332984,16	9994722,46																																																																																									
6	332920,45	9994736,77																																																																																									
7	332932,12	9994789,36																																																																																									
8	332999,45	9994774,25																																																																																									

Tabla 4.1. Coordenadas de Accesos

X	Y	Descripción	Longitud (m)	Accesos
332204.214	9999420.711	Inicio Plataforma B		Acceso Plataforma B- Límite del Bloque
330952.751	9999952.073	Fin Límite del Bloque	1432.94	
332752.218	9999434.418	Inicio Acceso Plataforma B	4103.99	Acceso Plataforma B - A
332918.052	10003035.097	Fin Acceso Plataforma A		
332751.121	9999432.839	Inicio Tramo 1	1275.42	Acceso Plataforma B a C
331762.973	9998941.196	Fin Tramo 1		
333037.136	9995780.424	Inicio Tramo 2	1095.50	
333078.625	9994749.735	Fin Tramo 2		

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Área de Implantación del Proyecto: 8.4522 Ha

Ubicación político-administrativa	PROVINCIA	CANTÓN	PARROQUIA
	Sucumbíos	Cuyabeno	Tarapoa
		Lago Agrio	Pacayacu
Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022			
Bloque Petrolero	Bloque 91 Arazá Este		
Código del Proyecto SUIA	MAATE-RA-2022-448759		
Fase de Operaciones (Fase del Proyecto)	Exploración y Avanzada / Obras Civiles		
Razón Social de la Compañía Operadora	PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S. A		
Datos de la Compañía	Calle Martín Carrión entre Av. República y Alpallana Edf. TITANIUM PLAZA. Piso 1		
	Teléfono	Fax	Correo electrónico
	(593-2) 4013600	(593-2) 401600	ltaipe@pcr.energy
Representante Legal	Ing. Marcelo Aguirre		
Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución del Estudio Complementario Firmas de los Técnicos que participaron en el Estudio	PROCAPCON CONSULTORES CIA. LTDA. No de Registro: MAAE-SUIA-0081-CC Referirse Anexo 1.4. Firmas de Técnicos responsables de realizar el Estudio. (Equipo Técnico Principal y Equipo de Apoyo) Anexo 1.5. Calificación de la Empresa Consultora		

La estructura del Estudio de Impacto Ambiental está enmarcada en el Art. 434 del RCOA.

1.2. Antecedentes

Como un punto de inflexión para la elaboración del presente Estudio es importante mencionar que el estado ecuatoriano viene realizando importantes procesos de renegociación con aquellas empresas que operan y administran varios de los denominados bloques petroleros ubicados en la región amazónica y adicionalmente promoviendo nuevas rondas de licitación para el manejo de nuevas áreas de concesión entre ellas los denominadas Intracampos.

Es decir, áreas que anteriormente formaban parte de grandes bloques de extracción petrolera o que se encontraban aledañas a las mismas. La última de estas rondas de licitación adjudicó un total de 8 Intracampos a empresas de capital extranjero interesadas no sólo en un desarrollo económico, pero a la vez sustentable a mediano plazo y que permitiera la inversión en nuevas facilidades y pozos, sino también en el cabal cumplimiento de lo establecido en la normativa ambiental vigente en el territorio ecuatoriano.

La adjudicación de los denominados "INTRACAMPOS" permitirá una inversión para el país de aproximadamente 1170 millones de dólares en un plazo de hasta 8 años, generando nuevos ingresos económicos que permitirán el desarrollo comunitario, regional y nacional, fortaleciendo de esta manera las políticas gubernamentales de ayuda social y el mejoramiento de áreas como la educación, la salud, vivienda, entre otros.

La empresa operadora PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., fue adjudicada para la administración y operación del denominado Bloque 91 Arazá Este, área que se encuentra cercana a la frontera norte del Ecuador y que se incluía dentro de las actividades desarrolladas por E.P. Petroecuador en el denominado Bloque 57 Libertador.

Considerando esta influencia y la posibilidad de que dentro de los límites del Bloque 91 Arazá Este, pudieren haberse ejecutado actividades relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos, la empresa operadora PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., se planteó previo al inicio de las operaciones planificadas dentro del marco contractual con el estado ecuatoriano la obtención de la Licencia Ambiental correspondiente a la Fase de Exploración: Perforación Exploratoria y de Avanzada.

El presente documento, da cuenta de las metodologías que serán aplicadas para la caracterización del área de influencia donde la empresa PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., a partir de ahora denominada a lo largo de todo el documento PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A actual empresa operadora del Bloque 91 Arazá Este, ha proyectado la construcción de facilidades dentro de la etapa de Exploración y Avanzada.

El proyecto en sí contempla no sólo la construcción de las plataformas, sino también de sus correspondientes accesos, la instalación de facilidades de superficie y por supuesto la posterior perforación de pozos exploratorios y de avanzada.

Estas actividades se llevarán a cabo toda vez que se cuente con la licencia ambiental otorgada por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador a partir de ahora denominada MAATE, como órgano de control, previo la aprobación del documento ambiental que será preparado por la empresa Consultora EIA y PMA del Bloque 91 Arazá Este Procapcon Cía. Ltda. y que contendrá los resultados del levantamiento de información primaria, análisis de información secundaria existente para la zona, la cuantificación de los posibles impactos, y la evaluación de las zonas ambientalmente sensibles frente a las actividades planificadas, así también como los lineamientos del Plan de Manejo Ambiental específico que pretende la minimización y mitigación de impactos, dando de esta forma un cabal cumplimiento con cada uno de los puntos especificados en la legislación ambiental aplicable, de acuerdo a lo que establece el Art. 434 Contenido de los Estudios de Impacto Ambiental del Reglamento al Código Orgánico Ambiental RCOA.

Cada una de las actividades señaladas a continuación, serán aplicadas durante la fase de campo y el posterior análisis de resultados en gabinete, siempre en coordinación con los departamentos técnicos de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A y con el claro objetivo de generar un producto de alta calidad y que cumple con lo establecido en la normativa ambiental vigente.

Como un aspecto de alta relevancia la empresa PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A a partir de ahora denominada a lo largo de todo el documento PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A suscribió con el Estado Ecuatoriano el contrato de Participación para la exploración y/o explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque Arazá Este de la Región Amazónica Ecuatoriana mediante escritura pública el día 22 de mayo del 2019. Ver Anexo 1.1. Contrato de Prestación de Servicios.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos Generales:

1. Caracterizar los componentes socioambientales presentes en la zona de influencia de las actividades planteadas para el desarrollo del Estudio; mediante la descripción de técnicas y metodologías que permitan cuantificar y calificar su estado actual, dando cabal cumplimiento a lo estipulado en el RCOA, Acuerdo Ministerial 100-A “Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador” para la elaboración entrega análisis y aprobación del Estudio de Impacto Ambiental.
2. Describir las características técnicas, constructivas y de diseño con las que se ejecutará el proyecto.
3. Evaluar el área de influencia del proyecto a desarrollarse en el área de estudio.
4. Determinar el grado de sensibilidad de los componentes ambientales y sociales del área de influencia del proyecto.
5. Evaluar los impactos ambientales, sociales y culturales identificados en el área de influencia del proyecto y los riesgos endógenos y exógenos identificados del proyecto.
6. Diseñar el Plan de Manejo Ambiental y Monitoreo, considerando las necesidades del proyecto, la legislación ambiental aplicable y políticas ambientales de PETRÓLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A y los aspectos ambientales determinados en la evaluación de impactos ambientales del proyecto.
7. Determinar la existencia de Pasivos Ambientales.
8. Realizar el Inventario Forestal y la Valoración Económica Ambiental de facilidades que serán construidas en base a la legislación ambiental vigente.

1.3.2. Objetivos Específicos:

- 1.1. Diagnosticar el estado de situación de los factores ambientales del área de influencia del proyecto, realizando una completa caracterización de estos, estableciendo el denominado diagnóstico ambiental- línea base de los componentes físicos, bióticos, socioeconómicos y culturales.
- 1.2. Validar la información de las condiciones climáticas, geológicas, geomorfológicas, hidrogeológicas y edafológicas del área de estudio, así como la de las características hidrológicas de los tributarios de los diferentes cuerpos de agua localizados en el área de estudio.

- 1.3. Caracterizar las condiciones culturales y sociales generales del área de estudio.
 - 1.4. Caracterizar el medio biótico terrestre y acuático del área en la que se ubican las plataformas del proyecto y sus accesos.
 - 1.5. Identificar la presencia o ausencia de cultura material prehispánica en las áreas en las que se ejecutará movimiento de tierras
 - 1.6. Identificar y describir fuentes generadoras de impactos que actualmente se encuentren en el área de influencia directa e indirecta del proyecto propuesto.
-
- 2.1. Definir los criterios técnicos y ambientales para la construcción y operación de las plataformas A, B y C y sus accesos a ser construidas dentro de los límites del Bloque 91 Arazá Este.
 - 2.2. Describir de manera detallada cada una de las actividades que permitirán la caracterización inicial del área y la posterior implantación del proyecto.
 - 2.3. Realizar el análisis de alternativas para la construcción de las facilidades, considerando los elementos socioambientales presentes en el área.
-
- 3.1. Definir la extensión y ubicación geográfica del área de influencia directa e indirecta del proyecto.
-
- 4.1. Definir las zonas de sensibilidad que pudieran verse afectadas por las actividades contempladas dentro de la ejecución del proyecto y bajo el criterio de manejo integral definido por el Ministerio del Ambiente, considerando parámetros de mitigación y minimización de los posibles impactos asociados con las actividades hidrocarburíferas.
 - 4.2. Establecer el nivel de sensibilidad del componente físico
 - 4.3. Definir el grado de sensibilidad del componente biótico.
 - 4.4. Determinar las condiciones de sensibilidad de los factores socioeconómicos y culturales
-
- 5.1. Identificar, describir y valorar los impactos ambientales negativos y positivos existentes en el área de estudio, sea por la operación que generará el proyecto o por otras actividades antrópicas existentes, así como determinar los principales impactos significativos, a través de metodologías de identificación y evaluación mediante matrices.
 - 5.2. Identificar los riesgos endógenos y exógenos que se generarán por la implantación del proyecto.
-
- 6.1. Diseñar el Plan de Manejo Ambiental (PMA) que permita cumplir con la normativa ambiental vigente; el mismo que deberá contener una serie de programas, medidas y procedimientos que permitan prevenir, controlar, minimizar y mitigar los potenciales impactos socioambientales, en beneficio de la conservación de los recursos naturales y socioculturales del área de intervención del proyecto.
 - 6.2. Estructurar el plan de manejo ambiental, tomando en consideración las políticas de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, la tecnología a utilizarse y las características del entorno y de su sensibilidad frente a acciones antrópicas.
 - 6.3. Establecer estándares ambientales mínimos que serán implementados durante el desarrollo del proyecto.
 - 6.4. Diseñar un Plan de Monitoreo que permita verificar el cumplimiento de las medidas planteadas en el Plan de Manejo, así como de la legislación ambiental aplicable y vigente.
-
- 7.1. Determinar la existencia de Pasivos Ambientales a través de los lineamientos establecidos por el PRAS.
-
- 8.1. Aplicar metodologías estandarizadas para el levantamiento forestal tomando en cuenta lo especificado en el Acuerdo Ministerial 125 para la caracterización de zonas donde las actividades de un proyecto podrían generar la pérdida de la capa vegetal nativa.
 - 8.2. Calcular en base a los resultados del levantamiento forestal los volúmenes de madera que se verán afectados por las actividades de desbroce de vegetación y movimiento de tierras contemplados como parte del proyecto.
 - 8.3. Determinar la Valoración Económica Ambiental en base a metodología especificada en el Acuerdo Ministerial 134.

1.4. Alcance Geográfico

Considerando los planteamientos de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, el alcance geográfico del proyecto es:

Tabla 5. Alcance Geográfico Bloque 91 Arazá Este

Región	Infraestructura	Área del Bloque Área Geográfica	Provincia	Cantón	Parroquia	Comunidades
Amazonía	Bloque 91 Arazá Este	44.41 Km ² 4441.6480 Ha	Sucumbios	Lago Agrio	Pacayacu	<ul style="list-style-type: none"> Asociación de Productores Agropecuarios Plantaciones Ecuatorianas Organización Campesina 12 de Mayo Precooperativa Selva Alegre Unión Lojana (Chiritza) Asociación Campesina la Floresta Precooperativa San Jacinto Precooperativa Los Sábalo Asociación de Agricultores Pedro Pablo Gómez
				Cuyabeno	Tarapoa	<ul style="list-style-type: none"> Comunidad Fronteras del Cuyabeno Precooperativa San Jacinto Precooperativa Los Sábalo Asociación de Agricultores Pedro Pablo Gómez

Fuente: Procapcon, 2022

1.5. Alcance Técnico

Considerando los planteamientos de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, el proyecto contempla las siguientes actividades:

- Construcción de la Plataforma A para la perforación de un pozo Exploratorio y un pozo de Avanzada.
- Construcción de la Plataforma B para la perforación de dos pozos Exploratorios y un pozo de Avanzada.
- Construcción de la Plataforma C para la perforación de dos pozos Exploratorios y un pozo de Avanzada.
- Facilidades de Superficie correspondientes a cada plataforma
- Acceso Límite del Bloque a Plataforma B
- Acceso Plataforma B a Plataforma C

- Acceso Plataforma B a Plataforma A

En la siguiente tabla se especifica claramente el alcance técnico, considerando las longitudes totales de las vías de acceso.

Tabla 6. Área de Intervención de las plataformas y accesos. (Área de Implantación del Proyecto)

Facilidad	Área de intervención Ancho * Longitud	Estatus	Superficie Total de intervención (Ha)
Límite del Bloque a Plataforma B	5 m * 1432.944 m	Desbroce y construcción	0.7164
Acceso de Plataforma B a Plataforma C	5 m*2370.931 m	Desbroce y construcción	1.1854
Acceso Plataforma B a Plataforma A	5 m*4103.995 m	Desbroce y Construcción	2.0519
Plataforma A		Desbroce y Construcción	1.49945
Plataforma B		Desbroce y Construcción	1.49939
Plataforma C		Desbroce y Construcción	1.49971
TOTAL			8.4522

Fuente: Procapcon 2022

Esto se presenta geográficamente en toda la Cartografía Base Anexo A siendo las coordenadas las siguientes:

Tabla 7. Coordenadas de Accesos

VERTICES	X	Y	Descripción	Longitud (m)	Accesos
1	332204.21	9999420.71	Inicio Plataforma B		Acceso Plataforma B- Límite del Bloque
2	330952.75	9999952.07	Fin Límite del Bloque	1432.944	
1	332752.21	9999434,41	Inicio Acceso Plataforma B	4103.995	Acceso Plataforma B - A
2	332918,05	10003035,09	Fin Acceso Plataforma A		
1	332751.12	9999432.83	Inicio Tramo 1	1275.428	Acceso Plataforma B a C
2	331762.97	9998941.19	Fin Tramo 1		
1	333037.13	9995780.42	Inicio Tramo 2	1095.503	
2	333078.62	9994749.73	Fin Tramo 2		

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 8. Coordenadas Plataforma A

VERTICES	X	Y	Área-Ha
1	332926,57	10003200,75	1.49945
2	333006,02	10003193,17	
3	333001,49	10003145,58	
4	333016,42	10003144,16	
5	333005,22	10003026,79	
6	332910,84	10003035,79	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 9. Coordenadas Pozos Plataforma A

POZOS	X	Y	Status
S/N 1	332964.00	10003094.00	Exploratorio
S/N 2	332963.00	10003088.00	de Avanzada

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 10. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma A

Nombre	Este	Norte	AREA DE PISCINAS
Piscina 1			0.2 Ha
1	332932,42	10003190,34	
2	332960,90	10003187,62	
3	332959,22	10003170,10	
4	332930,75	10003172,82	

Nombre	Este	Norte
Piscina 2		
1	332970,85	10003186,67
2	332999,32	10003183,96
3	332997,65	10003166,44
4	332969,18	10003169,15
Nombre	Este	Norte
Piscina 3		
1	332968,85	10003165,67
2	332997,32	10003162,95
3	332995,64	10003145,43
4	332967,17	10003148,15
Nombre	Este	Norte
Piscina 4		
1	332930,42	10003169,34
2	332958,89	10003166,62
3	332957,22	10003149,10
4	332928,75	10003151,82

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 11. Coordenadas Plataforma B

VERTICES	X	Y	Área - Ha
1	332784,72	9999340,46	1.49939
2	332719,19	9999384,80	
3	332798,72	9999502,35	
4	332897,38	9999435,60	
5	332844,63	9999357,64	
6	332811,50	9999380,06	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 12. Coordenadas Pozos Plataforma B

POZOS	X	Y	Status
Tarina_1D	332823.00	9999429.00	Exploratorio
Kamari_1D	332828.00	9999425.00	Exploratorio
Pozo S/N	332817.00	9999433.00	de Avanzada

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 13. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma B

Nombre	Este	Norte	ÁREA DE PISCINAS
Piscina 1			0.2 Ha
1	332770,84	9999382,53	
2	332794,53	9999366,50	
3	332784,67	9999351,92	
4	332760,98	9999367,95	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 2			
1	332738,87	9999404,16	
2	332762,56	9999388,13	
3	332752,70	9999373,56	
4	332729,01	9999389,58	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 3			
1	332750,69	9999421,64	
2	332774,38	9999405,61	
3	332764,52	9999391,03	
4	332740,83	9999407,06	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 4			
1	332782,67	9999400,00	

2	332806,35	9999383,98	
3	332796,49	9999369,40	
4	332772,80	9999385,43	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 14. Coordenadas Plataforma C

VERTICES	X	Y	Área - Ha
1	332997,92	9994767,99	1.49971
2	333087,48	9994747,87	
3	333061,14	9994630,55	
4	332968,20	9994651,42	
5	332984,16	9994722,46	
6	332920,45	9994736,77	
7	332932,12	9994789,36	
8	332999,45	9994774,25	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 15. Coordenadas Pozos Plataforma C

POZOS	X	Y	Status
Usuna_1D	333030	9994708	Exploratorio
S/N 1	333028	9994701	Exploratorio
S/N 2	333027	9994694	de Avanzada

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 16. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma C

Nombre	Este	Norte	ÁREA DE PISCINAS
Piscina 1			0.2 Ha
1	332962,71	9994750,98	
2	332990,61	9994744,71	
3	332986,76	9994727,54	
4	332958,85	9994733,81	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 2			
1	332931,39	9994758,01	
2	332959,29	9994751,75	
3	332955,44	9994734,57	
4	332927,53	9994740,84	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 3			
1	332936,99	9994782,99	
2	332964,90	9994776,72	
3	332961,05	9994759,55	
4	332933,14	9994765,82	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 4			
1	332968,32	9994775,96	
2	332996,22	9994769,69	
3	332992,37	9994752,52	
4	332964,46	9994758,78	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

1.5.1. Área de Influencia del Proyecto

Arazá Este se encuentra en el Bloque 91 en la Región Amazónica del Ecuador, está ubicado en la provincia de Sucumbios. El Bloque 91 Arazá Este se encuentra ubicado en las parroquias Pacayacu y Tarapoa, cantones Lago Agrio y Cuyabeno, en el oriente ecuatoriano. El Bloque 91 interseca con el patrimonio forestal nacional Unidad 1 Cabecera Cuyabeno y colinda hacia el Este con la Reserva de Producción Faunística Cuyabeno a 100 km de la ciudad de Lago Agrio, la altitud

varía de los 200 a los 390 m.s.n.m, la temperatura media es de 28°C y la precipitación media es mayor de 2000 mm (BIOWEB, 2021).

A nivel ecológico-ambiental, el Bloque 91-Arazá Este se encuentra clasificado como Bosque Húmedo Tropical (Ron et al., 2022), región Zoogeográfica Tropical Oriental (Albuja y Arcos, 2007) y Región Amazónica Nor-Occidental de Tierras Bajas siempre verdes (Sierra, 1999).

El Bloque 91 se ubica en la Amazonía norte del Ecuador. La zona se clasifica ecológicamente como Bosque Húmedo Tropical (bhT) (Cañadas Cruz, 1983), el ecosistema presente es el bosque de tierra firme (Sierra, 1999), hoy denominados: Bosque siempreverde de tierras bajas del Aguarico-Putumayo-Caquetá y áreas intervenidas si cobertura vegetal nativa (MAE, 2013). La región zoogeográfica corresponde a la denominada húmeda tropical (Tirira, 2017), y la denomina vegetación de bosque lluviosos de la Amazonía ecuatoriana (McMullan & Navarrete, 2013).

El estudio a nivel hídrico se lo llevó a cabo en 17 cuerpos de agua, los mismos que se encuentran en las áreas de influencia del Bloque 91 Arazá Este. Los sistemas hídricos muestreados son considerados lénticos- lóticos, de profundidad media-alta, las aguas son semiclaras a ligeramente turbias, los sustratos lodoso-arenoso -arcilloso-pedregoso con abundante vegetación en las riberas. Los cuerpos de agua atraviesan áreas fragmentadas conformadas remanentes de bosques secundarios entremezclados con vegetación de rastrojo, pastizales y cultivos. Según (Albuja, y otros, 2012), el área de estudio se ubica en el Piso Zoogeográfico Tropical Oriental (TE); en cuanto a la Zona Ictiohidrográfica, los sistemas hídricos muestreados pertenecen a la zona Napo-Pastaza (NP) (Barriga, 2012).

De acuerdo con el Sistema de Clasificación de Ecosistemas del Ecuador Continental (Ministerio del Ambiente del Ecuador, Sistema de Clasificación de los Ecosistemas del Ecuador Continental, 2013), el área de estudio según el MAE 2013 las áreas de interés corresponden a Bosque siempreverde de tierras bajas del Aguarico-Putumayo-Caquetá (MAE, 2013).

BsTa01 Bosque siempreverde de tierras bajas del Aguarico-Putumayo-Caquetá.

Son Bosques altos multiestratificados con dosel cerrado de 25 a 35 m, emergentes de 40 m o más con diámetros que varían desde 0,8 hasta 1,8 m frecuentemente se puede observar raíces tablares, en pendientes el sotobosque suele ser más abierto.

En este ecosistema se observa una gran variación en la estructura florística la cual se hace más evidente a medida que se aleja del piedemonte de los Andes de igual manera hacia el sur se logra evidenciar esta condición. Estos bosques son muy densos no inundados o bien drenados sobre terrenos planos de terraza alta y sistemas colinados de la planicie sedimentaria con colinas de 20 m (Pitman N., 2001).

Tipos de vegetación

Conforme a los aspectos evaluados en el área de estudio (estructura y fisonomía de la vegetación, especies indicadoras), la vegetación observada ha sido clasificada en los siguientes tipos: Bosque natural intervenido (Bni) con presencia de claros en los cuales se puede evidenciar la extracción de madera selecta, Bosque secundario en proceso de regeneración (Bs) Pastizales (P) y Cultivos (C).

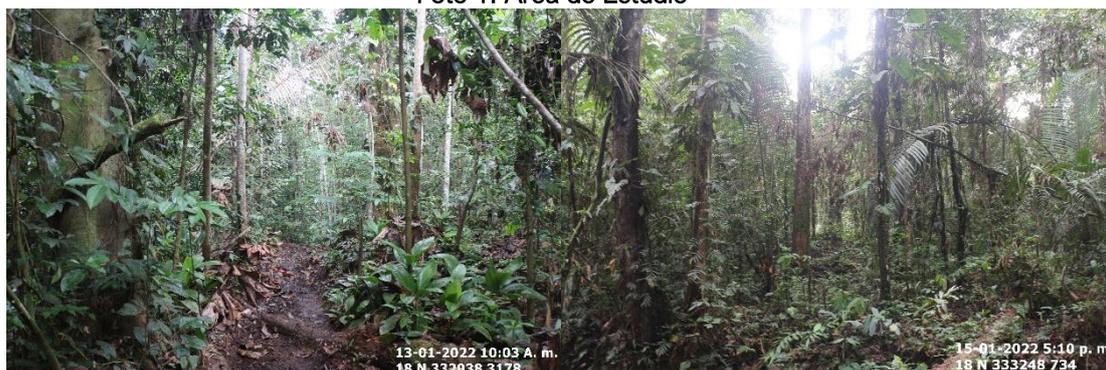
Bosque natural intervenido (Bni)

Son bosques residuales resultantes de la extracción maderera u otros productos del bosque. En estos casos la estructura y composición florística no ha sido afectada drásticamente. Un ejemplo de esto es la extracción selectiva que se ha realizado en la mayoría de los bosques ecuatorianos. La estructura de este tipo de bosque es similar al Bosque natural sin intervención (Muller-Landau, 2002).

Bosque Secundario (Bs)

Los bosques secundarios son bosques que se regeneran en gran parte a través de procesos naturales después de una perturbación significativa [o incluso total]² humana y / o natural de la vegetación forestal original en un solo punto en el tiempo o en período más extenso de tiempo y que muestran una diferencia importante en la estructura de los bosques y / o composición de las especies del dosel con respecto a los bosques primarios cercanos en sitios similares (Holdridge, 1992).

Foto 1. Área de Estudio



Fuente: EIA y PMA del Bloque 91 Arazá Este Procapcon, 2022

Pastizal (P)

Los pastizales cubren un cuarto de la superficie terrestre y abarcan una gama de condiciones climáticas que van desde las áridas hasta las húmedas. Los pastizales varían de forma considerable en el grado y la intensidad de su gestión, desde los prados y las sabanas gestionados extensivamente – donde la carga animal y los regímenes de incendios son las variables principales de la gestión – hasta las tierras de pastura y heno gestionadas intensivamente (p. ej. con fertilización, irrigación o cambios en especies). Los pastizales suelen poseer una vegetación dominada por pastizales perennes y el uso predominante de la tierra es el pastoreo (Leticia S. Jiménez, 2007).

Cultivos (C)

Las actividades de cultivo que ocurren a menudo por la acción del hombre pero que también responden a procesos naturales dan como resultados cereales, frutas, vegetales, forraje y otros. Se entiende por cultivo a todas las acciones humanas que tienen el fin de mejorar, tratar y transformar las tierras para el crecimiento de siembras. Para muchos países del mundo esta actividad es su principal sustento económico y, al mismo tiempo, es, junto con la ganadería, la principal acción que da alimento para la población mundial (Charles Huttel, 1999).

Presenta varias áreas intervenidas debido a la presencia antrópica de la zona (vías de acceso para extracción de madera y presencia de pastizales dedicados a actividades agrícolas y ganaderas). En su mayoría está formado por bosque secundario, posee vegetación de sotobosque y pocos árboles de dosel, diversidad media, sin especies endémicas local o regionalmente.

Todas estas actividades se realizarán considerando las políticas de manejo ambiental y social establecidas por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, los lineamientos establecidos en el Acuerdo Ministerial 100 A (Registro Oficial 174 del 1 de abril del 2020) Capítulo I Exploración, Sección II. Perforación Exploratoria y de Avanzada y Capítulo VI. Obras Civiles y el RCOA.

Es importante recalcar también, que se obtuvo el correspondiente certificado de intersección, en donde se expone que el proyecto INTERSECTA con el Sistema Nacional de Áreas protegidas (SNAP), Patrimonio Forestal del Estado (PFE), Bosques y Vegetación Protectora (BVP). Ver Anexo 1.2. Certificado de Intersección.

1.6. Marco Legal

1.6.1. Constitución de la República del Ecuador

- ✓ **Constitución de la República del Ecuador, Publicada en el R.O. No. 449 del 20-10-2008.**

Art 3. Título I, de los Principios Fundamentales, indica que son deberes primordiales, entre otros: “7: defender el patrimonio natural y cultural del país”.

Art. 14.- Sección segunda “Ambiente sano”, Capítulo 2, “de los derechos del buen vivir”, Título II “Derechos”. - Se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, SUMAK KAWSAY. Se declara de interés público la preservación del ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, la prevención del daño ambiental y la recuperación de los espacios naturales.

Art. 57.- Capítulo IV Derechos de las comunidades, pueblos y nacionalidades. Se reconoce y garantizará a las comunas, comunidades, pueblos y nacionalidades indígenas, de conformidad con la Constitución y con los pactos, convenios, declaraciones y demás instrumentos internacionales de derechos humanos, los siguientes derechos colectivos:

7. La consulta previa, libre e informada, dentro de un plazo razonable, sobre planes y programas de prospección, explotación y comercialización de recursos no renovables que se encuentren en sus tierras y que puedan afectarles ambiental o culturalmente; participar en los beneficios que esos proyectos reporten y recibir indemnizaciones por los perjuicios sociales, culturales y ambientales que les causen. La consulta que deban realizar las autoridades competentes será obligatoria y oportuna. Si no se obtuviese el consentimiento de la comunidad consultada, se procederá conforme a la Constitución y la ley”

Art. 66.- Se reconoce y garantizará a las personas:

27. El derecho a vivir en un ambiente sano, ecológicamente equilibrado, libre de contaminación y en armonía con la naturaleza.

Art. 71.- La naturaleza o Pacha Mama, donde se reproduce y realiza la vida, tiene derecho a que se respete integralmente su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos. Toda persona, comunidad, pueblo o nacionalidad podrá exigir a la autoridad, el cumplimiento de los derechos de la naturaleza. Para aplicar e interpretar estos derechos se observarán los principios establecidos en la Constitución, en lo que proceda. El Estado incentivará a las personas naturales y jurídicas, y a los colectivos, para que protejan la naturaleza, y promoverá el respeto a todos los elementos que forman un ecosistema.

Art. 72.- La naturaleza tiene derecho a la restauración. Esta restauración será independiente de la obligación que tienen el Estado y las personas naturales o jurídicas de indemnizar a los individuos y colectivos que dependan de los sistemas naturales afectados. En los casos de impacto ambiental grave o permanente, incluidos los ocasionados por la explotación de los recursos naturales no renovables, el Estado establecerá los mecanismos más eficaces para alcanzar la restauración, y adoptará las medidas adecuadas para eliminar o mitigar las consecuencias ambientales nocivas.

Art. 73.- El Estado aplicará medidas de precaución y restricción para las actividades que puedan conducir a la extinción de especies, la destrucción de ecosistemas o la alteración permanente de los ciclos naturales. Se prohíbe la introducción de organismos y material orgánico e inorgánico que puedan alterar de manera definitiva el patrimonio genético nacional.

Art. 74.- Las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades tendrán derecho a beneficiarse del ambiente y de las riquezas naturales que les permitan el buen vivir. Los servicios ambientales no serán susceptibles de apropiación; su producción, prestación, uso y aprovechamiento serán regulados por el Estado.

Art. 317.- Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión, el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales; y minimizará los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico.

Art. 398.- Toda decisión o autorización estatal que pueda afectar al ambiente deberá ser consultada a la comunidad, a la cual se informará amplia y oportunamente. El sujeto consultante será el Estado. La ley regulará la consulta previa, la participación ciudadana, los plazos, el sujeto consultado y los criterios de valoración y de objeción sobre la actividad sometida a consulta. El Estado valorará la opinión de la comunidad según los criterios establecidos en la ley y los instrumentos internacionales de derechos humanos. Si del referido proceso de consulta resulta una oposición mayoritaria de la comunidad respectiva, la decisión de ejecutar o no el proyecto será adoptado por resolución debidamente motivada de la instancia administrativa superior correspondiente de acuerdo con la ley.

1.6.2. Tratados y Convenios Internacionales

✓ Convenios Internacionales

Agenda 21

Los principios de la Agenda 21 coinciden con las políticas aplicables en todos los países en vías de desarrollo... “dar prioridad a las acciones de mejoramiento de las condiciones de vida de la población”. Se considera que la base de este progreso es la conservación de los ecosistemas, cuyo deterioro impedirá el cumplimiento de las metas propuestas; por otra parte, la integración del ambiente y el desarrollo conducirán a lo inscrito en el Registro Oficial No. 424 del 25 de abril de 1990 (“el mejoramiento de los estándares de vida para todos, a ecosistemas mejor protegidos y manejados hacia un futuro más seguro y próspero”), el cual entre otros argumentos cita:

“El desarrollo económico y social del país será planificado, ejecutado y evaluado con criterios ambientales, a fin de que dicho desarrollo sea sostenido y no aniquile el medio ambiente y los recursos naturales.

“Todo proyecto de desarrollo deberá dar especial atención al impacto que puede ocasionar en el entorno ambiental”.

Convención sobre biodiversidad biológica

El Convenio es el primer acuerdo global cabal para abordar todos los aspectos de la diversidad biológica: recursos genéticos, especies y ecosistemas. Reconoce, por primera vez que la conservación de la diversidad biológica es “una preocupación común de la humanidad” y una parte integral del proceso de desarrollo.

Los objetivos del Convenio sobre Diversidad Biológica son: “la conservación de la biodiversidad, el uso sostenible de sus componentes y la participación justa y equitativa de los beneficios resultantes de la utilización de los recursos genéticos”.

Para alcanzar sus objetivos, el Convenio de conformidad con el espíritu de la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo promueve constantemente la asociación entre países. Sus disposiciones sobre la cooperación científica y tecnológica, acceso a los recursos genéticos y la transferencia de tecnologías ambientalmente sanas, son la base de esta asociación.

Convenio UNESCO sobre Patrimonio Cultural y Natural de la Humanidad

La UNESCO inició con la ayuda del Consejo Internacional de Monumentos y Sitios (ICOMOS) la elaboración de un proyecto de convención sobre la protección del patrimonio cultural.

En 1968 la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN) elaboró también propuestas similares para sus miembros, propuestas que fueron presentadas a la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano, en Estocolmo en 1972.

Finalmente, todas las partes se pusieron de acuerdo para elaborar un único texto. El 16 de noviembre de 1972 la Conferencia General de la UNESCO aprobó la “Convención sobre la protección del patrimonio mundial cultural y natural”.

Convenio 169 de la OIT sobre los pueblos indígenas y tribales

El presente Convenio se aplica:

- a) a los pueblos tribales en países independientes, cuyas condiciones sociales, culturales y económicas les distinguen de otros sectores de la colectividad nacional, y que estén regidos total o parcialmente por sus propias costumbres, tradiciones o por una legislación especial,
- b) a los pueblos en países independientes, considerados indígenas por el hecho de descender de poblaciones que habitaban en el país o en una región geográfica a la que pertenece el país en la época de la conquista o la colonización o del establecimiento de las actuales fronteras estatales y que, cualquiera que sea su situación jurídica, conservan todas sus propias instituciones sociales, económicas, culturales y políticas, o parte de ellas.
Por lo que los gobiernos deberán asumir la responsabilidad de desarrollar, con la participación de los pueblos interesados, una acción coordinada y sistemática con miras a proteger los derechos de esos pueblos y a garantizar el respeto de su integridad. Esta acción deberá incluir medidas:
- c) que aseguren a los miembros de dichos pueblos gozar, en pie de igualdad, de los derechos y oportunidades que la legislación nacional otorga a los demás miembros de la población;
- d) que promuevan la plena efectividad de los derechos sociales, económicos y culturales de esos pueblos, respetando su identidad social y cultural, sus costumbres y tradiciones, y sus instituciones;
- e) que ayuden a los miembros de los pueblos interesados a eliminar las diferencias socioeconómicas que puedan existir entre los miembros indígenas y los demás miembros de la comunidad nacional, de una manera compatible con sus aspiraciones y formas de vida.

Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático es un acuerdo internacional que tiene por objeto reducir las emisiones de seis gases provocadores del calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de un 5 por ciento, dentro del periodo que va del año 2008 al 2012, en comparación con las emisiones al año 1990.

Protocolo de Cartagena sobre Bioseguridad

El Protocolo de Cartagena sobre Bioseguridad fue adoptado por más de 130 países en Montreal, Canadá, el 29 de enero del 2000. El objetivo del Protocolo es de contribuir a la transferencia, manipulación y utilización seguras de organismos vivos modificados (OVM) - como plantas, animales y microbios alterados genéticamente – que cruzan las fronteras internacionales. El Protocolo de Bioseguridad pretende evitar los efectos adversos en la conservación y el uso sostenible de la biodiversidad sin afectar innecesariamente el comercio mundial de alimentos. El Protocolo entró en vigor el 11 de septiembre de 2003. Los países contratantes pueden obtener información antes de que se importen nuevos organismos generados mediante la biotecnología. Se reconoce el derecho de cada país de reglamentar los organismos generados mediante la

biotecnología, sujetos a obligaciones internacionales existentes. Asimismo, crea una estructura para ayudar a mejorar la capacidad de los países en desarrollo para proteger la biodiversidad.

Convenio de Basilea

El Convenio de Basilea es un tratado ambiental global que regula estrictamente el movimiento transfronterizo de desechos peligrosos y estipula obligaciones a las partes para asegurar el manejo ambientalmente racional de los mismos, particularmente, su disposición.

El Convenio de Basilea fue adoptado el 22 de marzo de 1989 y entró en vigor el 5 de mayo de 1992. El Convenio es la respuesta de la comunidad internacional a los problemas causados por la producción mundial anual de 400 millones de toneladas de desechos peligrosos para el hombre o para el ambiente debido a sus características tóxicas/ ecotóxicas, venenosas, explosivas, corrosivas, inflamables o infecciosas.

Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes

El Convenio de Estocolmo es el instrumento internacional que regula el tratamiento de las sustancias tóxicas, auspiciado por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Este convenio ha sido el resultado de largos años de negociación para obtener compromisos legales de los países que obligue de manera urgente la eliminación de todos los Compuestos Orgánicos Persistentes (COPs).

El Convenio determina a una docena de compuestos sobre los que es preciso emprender acciones de forma prioritaria, es la conocida como “docena sucia”, que incluye productos químicos producidos intencionadamente, tales como: pesticidas, PCBs, dioxinas y furanos.

El Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes (COPs) fue firmado en mayo de 2001 por 151 países, entre ellos el Ecuador. Tiene como objetivo principal proteger la salud humana y el medio ambiente frente a 12 principales sustancias consideradas como COPs.

Convenio de Róterdam sobre Productos Químicos Peligrosos

El objetivo del presente Convenio es promover la responsabilidad compartida y los esfuerzos conjuntos de las Partes en la esfera del comercio internacional de ciertos productos químicos peligrosos a fin de proteger la salud humana y el medio ambiente frente a posibles daños y contribuir a su utilización ambientalmente racional, facilitando el intercambio de información acerca de sus características, estableciendo un proceso nacional de adopción de decisiones sobre su importación y exportación y difundiendo esas decisiones a las Partes.

Convención sobre el Comercio Internacional de Especies amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES)

La CITES (Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres) es un acuerdo internacional concertado entre los gobiernos. Tiene por finalidad velar por que el comercio internacional de especímenes de animales y plantas silvestres no constituye una amenaza para su supervivencia.

La CITES se redactó como resultado de una resolución aprobada en una reunión de los miembros de la UICN (Unión Mundial para la Naturaleza), celebrada en 1963. El texto de la Convención fue finalmente acordado en una reunión de representantes de 80 países celebrados en Washington DC., Estados Unidos de América, el 3 de marzo de 1973, y entró en vigor el 1 de julio de 1975.

La CITES es un acuerdo internacional al que los Estados (países) se adhieren voluntariamente. Los Estados que se han adherido a la Convención se conocen como Partes. Aunque la CITES es jurídicamente vinculante para las Partes -en otras palabras, tienen que aplicar la Convención- no por ello suplanta a las legislaciones nacionales. Bien al contrario, ofrece un marco que ha de ser

respetado por cada una de las Partes, las cuales han de promulgar su propia legislación nacional para garantizar que la CITES se aplica a escala nacional.

Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional específicamente como Hábitat de Aves Acuáticas (RAMSAR)

La Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, llamada la Convención de RAMSAR, es un tratado intergubernamental que sirve de marco para la acción nacional y la cooperación internacional en pro de la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos.

Negociado en los años 1960 por los países y organizaciones no gubernamentales que se preocupaban por la creciente pérdida y degradación de los hábitats de humedales de las aves acuáticas migratorias, el tratado se adoptó en la ciudad iraní de RAMSAR en 1971 y entró en vigor en 1975. Es el único tratado global relativo al medio ambiente que se ocupa de un tipo de ecosistema en particular, y los países miembros de la Convención abarcan todas las regiones geográficas del planeta.

Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres (Registro Oficial Suplemento No. 256 del 21 de enero de 2004)

La Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres (CMS) es un acuerdo internacional que reconoce la importancia de la conservación de las especies migratorias cuyo estado de conservación es desfavorable. La CMS fue redactada en Bonn, Alemania el 23 de junio de 1979 y abierta a adhesión de todos los Estados u organizaciones de integración económica regional o signatarios el 22 de junio de 1980. En este acuerdo las partes reconocen la necesidad de adoptar medidas con el objetivo de evitar que una especie migratoria pase a ser una especie amenazada. Dicho reconocimiento incluye las medidas apropiadas y necesarias para la conservación de tales especies y su hábitat.

Convención para la Protección de la Flora, de la Fauna y de las Bellezas Escénicas de los Países de América (Registro Oficial No. 990 del 17 de diciembre de 1943)

La Convención para la Protección de la Flora, de la Fauna y de las Bellezas Escénicas de los Países de América fue suscrita en Washington por el Plenipotenciario del Ecuador, el 12 de octubre de 1940. Los Gobiernos contratantes convienen en adoptar “leyes y reglamentos que aseguren la protección y conservación de la flora y fauna dentro de sus respectivos territorios y fuera de los parques y reservas nacionales, monumentos naturales y de las reservas de regiones vírgenes mencionados en el Artículo 2” de dicha convención. Adicionalmente, los Gobiernos contratantes acuerdan “prohibir la caza, la matanza y la captura de especímenes de la fauna y la destrucción y recolección de ejemplares de la flora en los parques nacionales, excepto cuando se haga por las autoridades del arque o por orden o bajo la vigilancia de estas, o para investigaciones científicas debidamente autorizadas.”

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) fue adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y entró en vigor el 27 de marzo de 1994. La CMNUCC permite fortalecer la consciencia pública, a escala mundial, de los problemas relacionados con el cambio climático. El objetivo de la CMNUCC es de lograr el equilibrio de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que evite interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un período suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico continúe de manera sostenible.

Convención sobre Comercio Internacional de Maderas Tropicales – Artículo 41 (13 de septiembre de 1996)

El Artículo 41 de la Convención sobre Comercio Internacional de Maderas Tropicales indica la entrada en vigor de este, resaltando:

1. El presente Convenio entrará definitivamente en vigor el 1 de febrero de 1995, o en cualquier otra fecha posterior si 12 gobiernos de países productores que representen al menos el 55 % del total de los votos indicado en el anexo A del presente Convenio, y 16 gobiernos de países consumidores que representen al menos el 70 % del total de los votos indicado en el anexo B del presente Convenio, han firmado el presente Convenio definitivamente o lo han ratificado, aceptado o aprobado, o se han adherido a él con arreglo al párrafo 2 del artículo 38 o al artículo 39.
2. Si el presente Convenio no ha entrado definitivamente en vigor el 1 de febrero de 1995, entrará en vigor provisionalmente en dicha fecha o en cualquier otra fecha dentro de los siete meses siguientes si 10 gobiernos de países productores que reúnan al menos el 50 % del total de los votos indicado en el anexo A del presente Convenio, y 14 gobiernos de países consumidores que reúnan al menos el 65 % del total de los votos indicado en el anexo B del presente Convenio, han firmado el presente Convenio definitivamente o lo han ratificado, aceptado o aprobado con arreglo al párrafo 2 del artículo 38 o han notificado al depositario, conforme al artículo 40, que aplicarán provisionalmente el presente Convenio.
3. Si el 1 de septiembre de 1995 no se han cumplido los requisitos para la entrada en vigor establecidos en el párrafo 1 o en el párrafo 2 de este artículo, el Secretario general de las Naciones Unidas invitará a los gobiernos que hayan firmado el presente Convenio definitivamente o lo hayan ratificado, aceptado o aprobado con arreglo al párrafo 2 del artículo 38, o hayan notificado al depositario que aplicarán provisionalmente el presente Convenio, a reunirse lo antes posible para decidir si el presente Convenio entrará, provisional o definitivamente, en vigor entre ellos, en su totalidad o en parte. Los gobiernos que decidan que el presente Convenio entre provisionalmente en vigor entre ellos podrán reunirse de vez en cuando para examinar la situación y decidir si el presente Convenio ha de entrar definitivamente en vigor entre ellos.
4. En el caso de cualquier gobierno que no haya notificado al depositario, conforme al artículo 40, su decisión de aplicar provisionalmente el presente Convenio y que deposite su instrumento de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión después de la entrada en vigor del presente Convenio, el presente Convenio entrará en vigor para ese gobierno en la fecha de tal depósito.
5. El director ejecutivo de la Organización convocará la primera reunión del Consejo lo antes posible, después de la entrada en vigor del presente Convenio.

Declaración de Río sobre Medio ambiente y el Desarrollo.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, Habiéndose reunido en Río de Janeiro del 3 al 14 de junio de 1992, Reafirmando la Declaración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano, aprobada en Estocolmo el 16 de junio de 1972a, y tratando de basarse en ella, Con el objetivo de establecer una alianza mundial nueva y equitativa mediante la creación de nuevos niveles de cooperación entre los Estados, los sectores claves de las sociedades y las personas, Procurando alcanzar acuerdos internacionales en los que se respeten los intereses de todos y se proteja la integridad del sistema ambiental y de desarrollo mundial, Reconociendo la naturaleza integral e interdependiente de la Tierra, nuestro hogar.

Convenio Internacional sobre cooperación, preparación y lucha contra contaminación por hidrocarburos.

Las partes se comprometen, conjunta o individualmente a tomar todas las medidas adecuadas de conformidad con las disposiciones del presente convenio para prepararse y luchar contra sucesos de contaminación por hidrocarburos.

Acuerdo Regional sobre el Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe, adoptado en Escazú (Costa Rica) el 4 de marzo de 2018 y que entró en vigor el 22 de abril de 2021.

El objetivo del presente Acuerdo es garantizar la implementación plena y efectiva en América Latina y el Caribe de los derechos de acceso a la información ambiental, participación pública en los procesos de toma de decisiones ambientales y acceso a la justicia en asuntos ambientales, así como la creación y el fortalecimiento de las capacidades y la cooperación, contribuyendo a la protección del derecho de cada persona, de las generaciones presentes y futuras, a vivir en un medio ambiente sano y al desarrollo sostenible.

1.6.3. Códigos y Leyes Orgánicas

✓ Código Orgánico del Ambiente, Registro Oficial Suplemento 983 de 12-04-2017,

Art. 23.- Autoridad Ambiental Nacional. El Ministerio del Ambiente será la Autoridad Ambiental Nacional y en esa calidad le corresponde la rectoría, planificación, regulación, control, gestión y coordinación del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental.

Art. 35.- De la protección de las especies de vida silvestre. Para la protección de la vida silvestre, se establecen las siguientes condiciones a las personas naturales y jurídicas: 1. Conservar a las especies de vida silvestre en su hábitat natural prohibiendo su extracción, salvo las consideradas para la investigación, repoblación de especies con cualquier tipo de amenaza y las establecidas en este Código; 2. Reconocer el uso tradicional y el aprovechamiento de las especies de vida silvestre por motivos de subsistencia o por prácticas culturales medicinales; 3. Proteger todas las especies nativas de vida silvestre terrestres, marinas y acuáticas con especial preocupación por las especies endémicas, las amenazadas de extinción, las migratorias y las listadas por instrumentos internacionales ratificados por el Estado; 4. Proteger los hábitats, ecosistemas y áreas de importancia biológica, de los que dependen las especies de vida silvestre; 5. Coordinar acciones interinstitucionales para la conservación in situ de especies de vida silvestre que sean afectadas, o que puedan resultar afectadas por actividades antropogénicas; 6. Promover investigaciones sobre vida silvestre para difundir el bioconocimiento dentro del territorio nacional; y, 7. Otras que se determinen para el efecto.

Art. 160.- Del Sistema único de Manejo Ambiental. El Sistema Único de Manejo Ambiental determinará y regulará los principios, normas, procedimientos y mecanismos para la prevención, control, seguimiento y reparación de la contaminación ambiental. Las instituciones del Estado con competencia ambiental deberán coordinar sus acciones, con un enfoque transectorial, a fin de garantizar que cumplan con sus funciones y de asegurar que se evite en el ejercicio de ellas superposiciones, omisiones, duplicidad, vacíos o conflictos. La Autoridad Ambiental Nacional ejercerá la rectoría del Sistema único de Manejo Ambiental, en los términos establecidos en la Constitución, este Código y demás normativa secundaria. Las competencias ambientales a cargo de los Gobiernos Autónomos Descentralizados se ejercerán de forma coordinada y descentralizada, con sujeción a la política y normas nacionales de calidad ambiental.

Art. 161.- Criterios y normas técnicas. La Autoridad Ambiental Nacional, deberá dictar y actualizar periódicamente los criterios y normas técnicas que garanticen la calidad ambiental y de los componentes bióticos y abióticos, así como los límites permisibles; para ello coordinará con las autoridades nacionales competentes. En virtud de la realidad geográfica del territorio, condiciones especiales u otras necesidades de cada jurisdicción, los Gobiernos Autónomos Descentralizados competentes, previo a la aprobación de la Autoridad Ambiental Nacional, con el fin de precisar las medidas administrativas o técnicas, podrán adoptar criterios adicionales o dictar normas técnicas más rigurosas que las normas nacionales, siempre y cuando no sean contrarias a las establecidas por la Autoridad Ambiental Nacional y las dictadas en este código. Se prohíbe a la Autoridad Ambiental Nacional y a los Gobiernos Autónomos Descentralizados Competentes, implementar normas de carácter regresivo en materia ambiental que perjudiquen el ecosistema.

Art. 172.- Objeto. La regularización ambiental tiene como objeto la autorización de la ejecución de los proyectos, obras y actividades públicas, privadas y mixtas, en función de las características particulares de estos y de la magnitud de sus impactos o riesgos ambientales.

Para dichos efectos, el impacto ambiental se clasificará como no significativo, bajo, mediano o alto. El Sistema Único de Información Ambiental determinará automáticamente el tipo de permiso ambiental a otorgarse.

Art. 173.- De las obligaciones del operador. El operador de un proyecto, obra y actividad, pública, privada o mixta, tendrá la obligación de prevenir, evitar, reducir y, en los casos que sea posible, eliminar los impactos y riesgos ambientales que pueda generar su actividad. Cuando se produzca algún tipo de afectación al ambiente, el operador establecerá todos los mecanismos necesarios para su restauración. El operador deberá promover en su actividad el uso de tecnologías ambientalmente limpias, energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto, prácticas que garanticen la transparencia y acceso a la información, así como la implementación de mejores prácticas ambientales en la producción y consumo.

Art 175.- Intersección. Para el otorgamiento de autorizaciones administrativas se deberá obtener a través del Sistema Único de Información Ambiental el certificado de intersección que determine si la obra, actividad o proyecto interseca o no con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, Patrimonio Forestal Nacional y zonas intangibles.

En los casos de intersección con zonas intangibles, las medidas de regulación se coordinarán con la autoridad competente.

Art. 179.- De los estudios de impacto ambiental. Los estudios de impacto ambiental deberán ser elaborados en aquellos proyectos, obras y actividades que causan mediano y alto impacto o riesgo ambiental para una adecuada y fundamentada evaluación, predicción, identificación e interpretación de dichos riesgos e impactos.

Los estudios deberán contener la descripción de la actividad, obra o proyecto, área geográfica, compatibilidad con los usos de suelo próximos, ciclo de vida del proyecto, metodología, herramientas de análisis, plan de manejo ambiental, mecanismos de socialización y participación ciudadana, y demás aspectos previstos en la norma técnica.

Art. 180.- Responsables de los estudios, planes de manejo y auditorías ambientales. La persona natural o jurídica que desea llevar a cabo una actividad, obra o proyecto, así como la que elabora el estudio de impacto, plan de manejo ambiental o la auditoría ambiental de dicha actividad, serán solidariamente responsables por la veracidad y exactitud de sus contenidos, y responderán de conformidad con la ley. Los consultores individuales o las empresas consultoras que realizan estudios, planes de manejo y auditorías ambientales, deberán estar acreditados ante la Autoridad Ambiental Competente y deberán registrarse en el Sistema Único de Información Ambiental. Dicho registro será actualizado periódicamente. La Autoridad Ambiental Nacional dictará los estándares básicos y condiciones requeridas para la elaboración de los estudios, planes de manejo y auditorías ambientales.

Art. 181.- De los planes de manejo ambiental. El plan de manejo ambiental será el instrumento de cumplimiento obligatorio para el operador, el mismo que comprende varios subplanes, en función de las características del proyecto, obra o actividad. La finalidad del plan de manejo será establecer en detalle y orden cronológico, las acciones cuya ejecución se requiera para prevenir, evitar, controlar, mitigar, corregir, compensar, restaurar y reparar, según corresponda.

Además, contendrá los programas, presupuestos, personas responsables de la ejecución, medios de verificación, cronograma y otros que determine la normativa secundaria.

Art. 184.- De la participación ciudadana. La Autoridad Ambiental Competente deberá informar a la población que podría ser afectada de manera directa sobre la posible realización de proyectos, obras o actividades, así como de los posibles impactos socioambientales esperados y la pertinencia de las acciones a tomar. La finalidad de la participación de la población será la recolección de sus opiniones y observaciones para incorporarlas en los Estudios Ambientales, siempre que ellas sean técnica y económicamente viables. Si del referido proceso de consulta

resulta una oposición mayoritaria de la población respectiva, la decisión de ejecutar o no el proyecto será adoptado por resolución debidamente motivada de la Autoridad Ambiental Competente. En los mecanismos de participación social se contará con facilitadores ambientales, los cuales serán evaluados, calificados y registrados en el Sistema Único de Información Ambiental.

Art. 190.- De la calidad ambiental para el funcionamiento de los ecosistemas. Las actividades que causen riesgos o impactos ambientales en el territorio nacional deberán velar por la protección y conservación de los ecosistemas y sus componentes bióticos y abióticos, de tal manera que estos impactos no afecten a las dinámicas de las poblaciones y la regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos, o que impida su restauración.

✓ **Código del Trabajo. Registro Oficial 162 del 29 de septiembre de 1997**

Los preceptos del Código de Trabajo regulan las relaciones entre empleadores y trabajadores y se aplican a las diversas modalidades y condiciones de trabajo.

Adicionalmente establece que el trabajo es obligatorio en la medida y con las limitaciones prescritas en la Constitución y las leyes.

✓ **Ley Orgánica para la Planificación de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica. Registro Oficial Nro. 245 del 21 de Mayo del 2018.**

Art. 41. Derecho al empleo preferente.- Todas las personas naturales y jurídicas, las empresas públicas, privadas, mixtas y comunitarias con capitales nacionales o extranjeros, que realizan sus actividades en la jurisdicción de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, contratarán a residentes de la misma, no menos del 70% para ejecución de actividades dentro de la Circunscripción, con excepción de aquellas para las que no exista la mano de obra calificada requerida, en la misma. El Consejo de Planificación y Desarrollo de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, en coordinación con la autoridad nacional del trabajo, definirá los procedimientos para que se cumpla con lo que dispone esta Ley, así como las acciones afirmativas para garantizar este derecho.

1.6.4. Decretos y Reglamentos

✓ **Reglamento al Código Orgánico del Ambiente (COA) N° 752. Suplemento 507 de 12-06-2019**

Art. 46.- Criterios de calidad de la información ambiental.- Toda información ambiental que sea entregada a la Autoridad Ambiental Nacional deberá cumplir con los siguientes criterios: a) Veracidad: que la información sea auténtica y comprobable; b) Consistencia: que la información esté completa y que se haya generado a través de metodologías estandarizadas y confiables; c) Oportunidad: que la información sea entregada dentro de los plazos establecidos y con la periodicidad determinada; y, d) Actualidad: que la información sea la más reciente que esté disponible. La Autoridad Ambiental Nacional, en el marco de derecho de libre acceso a la información pública, establecerá los lineamientos para la gestión de la información ambiental.

Art. 85.- Regulación y control.- Las actividades que comprendan la tenencia, custodia, extracción, colección, recolección, movilización, intercambio, comercialización, donación, importación, exportación, traslocación, liberación, reintroducción, repatriación, repoblación y otras relacionadas a la gestión de la vida silvestre, requieren autorización de la Autoridad Ambiental Nacional, en el marco de sus competencias. La Autoridad Ambiental Nacional establecerá los criterios, requisitos y el procedimiento para la emisión de actas, certificaciones, licencias, guías y otras autorizaciones aplicables. En casos de especies listadas en tratados internacionales, la Autoridad Ambiental Nacional emitirá los permisos o certificados previstos por los mismos. Los permisos o certificados CITES no serán reemplazados ni sustituidos por otras autorizaciones administrativas, aunque hayan sido expedidas por otras autoridades de control, vigilancia o de cooperación. La Autoridad

Ambiental Nacional evaluará, regulará y controlará las actividades de uso y aprovechamiento de la vida silvestre, con el fin de proteger y conservar la biodiversidad y propender a la sostenibilidad.

Art. 92.- Recolección de vida silvestre en proyectos, obras y actividades.- Toda persona natural o jurídica que realice un proyecto, obra o actividad sujeta a regularización ambiental, y cuyas actividades requieran la recolección o movilización de vida silvestre, deberá previamente solicitar autorización a la Autoridad Ambiental Nacional, según el procedimiento y lineamientos que se expidan para el efecto.

Art. 260.- Ecosistemas dulceacuícolas.- Los ríos, lagos, lagunas, moretales, bosques inundables y REGLAMENTO AL CODIGO ORGANICO DEL AMBIENTE - Página 53 LEXIS FINDER - www.lexis.com.ec otros ecosistemas afines, serán considerados como ecosistemas de importancia para la conservación y manejo de la biodiversidad dulceacuícola. En los ecosistemas dulceacuícolas queda prohibido: a) Todo tipo de actividad pesquera que altere los ecosistemas dulceacuícolas, especialmente la pesca de arrastre de cualquier tipo y trasmallo de fondo. La Autoridad Ambiental Nacional, en coordinación con la Autoridad Científica Pesquera regulará las pesquerías, artes y aparejos de pesca; b) El uso de biocidas o cualquier otro sistema o arte dañino de pesca; c) Verter residuos sólidos y líquidos de forma directa o indirecta; d) La instalación de infraestructura, excepto aquella que sirva para mitigar el impacto del anclaje y que cuente con la evaluación ambiental respectiva aprobada por la Autoridad Ambiental Nacional; e) Las actividades turísticas, de recreación y de formación no autorizadas por las autoridades competentes; y, f) Otras que sean identificadas y justificadas por la Autoridad Ambiental Nacional, basadas en el estudio respectivo.

Art. 420. Regularización ambiental. - La regularización ambiental es el proceso que tiene como objeto la autorización ambiental para la ejecución de proyectos, obras o actividades que puedan generar impacto o riesgo ambiental y de las actividades complementarias que se deriven de éstas.

Art. 423. Certificado de intersección. - El certificado de intersección es un documento electrónico generado por el Sistema Único de Información Ambiental, a partir del sistema de coordenadas establecido por la Autoridad Ambiental Nacional, mismo que indicará si el proyecto, obra o actividad propuesto por el operador, interseca o no, con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, Patrimonio Forestal Nacional y zonas intangibles. En el certificado de intersección se establecerán las coordenadas del área geográfica del proyecto.

Art. 424.- Informe de viabilidad ambiental. - Se requerirá el informe de viabilidad ambiental de la Autoridad Ambiental Nacional cuando los proyectos, obras o actividades intersequen con el Sistema Nacional de áreas Protegidas, Patrimonio Forestal Nacional y zonas intangibles, mismo que contendrá los parámetros mínimos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización ambiental. En los casos en que los proyectos, obras o actividades intersequen con zonas intangibles, se deberá contar con el pronunciamiento del organismo gubernamental competente, cuyo pronunciamiento deberá ser remitido en el término de treinta (30) días. Una vez que el operador ha ingresado la información para el proceso de regularización ambiental a través del Sistema Único de Información Ambiental, y en el caso de que el proyecto, obra o actividad intersequen con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, la unidad de la administración del área protegida emitirá, en el término de (10) días, el informe viabilidad ambiental que determine la factibilidad de la realización de la obra, proyecto o actividad. La Autoridad Ambiental Nacional emitirá la norma técnica en la que se definirán los criterios y lineamientos para emitir el pronunciamiento de viabilidad ambiental de un proyecto, obra u actividad dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, Patrimonio Forestal Nacional y zonas intangibles.

Art. 426. Tipos de autorizaciones administrativas ambientales. - En virtud de la categorización del impacto o riesgo ambiental, se determinará, a través del Sistema Único de Información Ambiental (SUIA), las autorizaciones administrativas ambientales correspondientes para cada proyecto, obra o actividad, las cuales se clasifican de la siguiente manera:

Bajo impacto, mediante un registro ambiental

Mediano y alto impacto, mediante una licencia ambiental

Art. 431. Licencia ambiental. - La Autoridad Ambiental competente, a través del Sistema Único de Información Ambiental, otorgará la autorización administrativa ambiental para obras, proyectos o actividades de mediano o alto impacto ambiental, denominada licencia ambiental.

Art. 432. Requisitos de la licencia ambiental. - Para la emisión de la licencia ambiental, se requerirá, al menos, la presentación de los siguientes documentos:

- a. Certificado de intersección;
- b. Estudio de impacto ambiental;
- c. Informe de sistematización del Proceso de Participación Ciudadana;
- d. Pago por servicios administrativos; y,
- e. Póliza o garantía por responsabilidades ambientales.

Por lo expuesto y conforme a lo establecido en el RCOA, Art. 433. Estudio de impacto ambiental. - (.....) “los estudios de impacto ambiental deberán ser elaborados por Consultores Ambientales calificados y/o acreditados, con base en los formatos y requisitos establecidos por la Autoridad Ambiental Nacional en la norma técnica expedida para el efecto”.

Art. 433. Estudio de impacto ambiental. - El estudio de impacto ambiental será elaborado en idioma español y deberá especificar todas las características del proyecto que representen interacciones con el medio circundante. Se presentará también la caracterización de las condiciones ambientales previa la ejecución del proyecto, obra o actividad, el análisis de riesgos y la descripción de las medidas específicas para prevenir, mitigar y controlar las alteraciones ambientales resultantes de su implementación. Los estudios de impacto ambiental deberán ser elaborados por consultores ambientales calificados y/o acreditados, con base en los formatos y requisitos establecidos por la Autoridad Ambiental Nacional en la norma técnica expedida para el efecto.

Art. 434. Contenido de los estudios de impacto ambiental. - Los estudios de impacto ambiental deberán contener, al menos, los siguientes elementos:

- a. Alcance, ciclo de vida y descripción detallada del proyecto, incluyendo las actividades y tecnología a implementarse con la identificación de las áreas geográficas a ser intervenidas;
- b. Análisis de alternativas de las actividades del proyecto;
- c. Demanda de recursos naturales por parte del proyecto y de ser aplicable, las respectivas autorizaciones administrativas para la utilización de dichos recursos;
- d. Diagnóstico ambiental de línea base, que contendrá el detalle de los componentes físicos, bióticos y los análisis socioeconómicos y culturales;
- e. Inventario forestal, de ser aplicable;
- f. Identificación y determinación de áreas de influencia y áreas sensibles;
- g. Análisis de riesgos, incluyendo aquellos riesgos del ambiente al proyecto y del proyecto al ambiente;
- h. Evaluación de impactos socioambientales;
- i. Plan de manejo ambiental y sus respectivos subplanes; y,
- j. Los demás que determine la Autoridad Ambiental Nacional.

El estudio de impacto ambiental deberá incorporar las opiniones y observaciones que sean técnica y económicamente viables, generadas en el proceso de participación ciudadana.

De igual forma se anexará al estudio de impacto ambiental la documentación que respalde lo detallado en el mismo.

Art. 458.- Inventario Forestal.- El inventario forestal constituye una herramienta que permite caracterizar y cuantificar los bienes y servicios ambientales del patrimonio natural existente en un área determinada que podría verse afectada por las actividades, obras o proyectos sujetos a regularización ambiental. Los lineamientos y metodologías para la elaboración del inventario forestal serán expedidos mediante norma técnica.

Art. 459.- Tasa por remoción de cobertura vegetal.- Las actividades que impliquen la remoción o aprovechamiento de la cobertura vegetal nativa arbórea y no arbórea, están sujetas al pago de una tasa. La cuantificación de dicha tasa será realizada con base en la valoración de bienes y servicios

ambientales del patrimonio natural, establecida en el inventario forestal. La Autoridad Ambiental Competente procederá al cobro de la tasa una vez aprobado el inventario forestal.

Art. 461.- Normas de calidad ambiental.- La definición de criterios y normas técnicas que garanticen la calidad ambiental y de los componentes bióticos y abióticos, así como los límites permisibles, se realizará con el sustento técnico y científico del caso en virtud de la realidad geográfica del territorio, condiciones especiales u otras necesidades de cada jurisdicción y considerando los criterios emitidos por la Autoridad Ambiental Nacional para el efecto.

✓ **Reglamento Ley Recursos Hídricos Usos y Aprovechamiento del Agua. Decreto Ejecutivo 650. Registro Oficial Suplemento 483.**

Art. 70.- Régimen jurídico de las áreas de influencia de las fuentes de agua. - La resolución determinará también un área de influencia de la fuente de agua en la que se condicionarán los usos y actividades que puedan realizarse en ella. Los propietarios de los predios en los que se encuentren fuentes de agua delimitadas en relación con las cuales se hayan determinado también áreas de influencia, así como los usuarios del agua, estarán obligados a cumplir las regulaciones técnicas que en cumplimiento del ordenamiento jurídico establezca la Agencia de Regulación y Control del Agua en coordinación con la Autoridad Ambiental Nacional para la conservación y protección del agua en la fuente. En todo caso, la realización de las siguientes actividades que pretendan llevarse a cabo en el área de influencia estarán sometidas a autorización previa de la correspondiente Autoridad de Demarcación Hidrográfica: a) Las alteraciones sustanciales del relieve natural del terreno; b) Las extracciones de áridos; c) Los cambios sustanciales de cultivos o el régimen de los mismos; d) Las construcciones de todo tipo, tengan carácter definitivo o provisional; y, e) Cualquier otro uso o actividad que presumiblemente pueda ser causa de degradación o deterioro del estado de las fuentes de agua. En el procedimiento administrativo iniciado ante la Autoridad de Demarcación Hidrográfica se presentará la formulación de la correspondiente solicitud por parte de quienes deseen realizar esas actividades. Se dará audiencia a los titulares de los terrenos afectados y a los Gobiernos Autónomos Descentralizados con jurisdicción en ese lugar, todo ello por plazo de quince días para que puedan presentar alegaciones si lo desean. La ausencia de respuesta en ese plazo se interpretará como favorable al otorgamiento de la autorización para la actividad que se pretenda realizar. Los informes emitidos no tendrán carácter vinculante en relación con la decisión de la Autoridad. La Autoridad de Demarcación Hidrográfica emitirá la respectiva resolución. El procedimiento administrativo tendrá una duración máxima de tres meses. En los casos en que el trámite se inicie a petición de parte, el plazo antes mencionado se contará a partir de la fecha de ingreso de la solicitud al órgano competente para su tramitación, cumpliendo todos los requisitos previstos para el efecto. La falta de resolución en ese tiempo a los procedimientos iniciados a petición de parte se entenderá como favorable a la solicitud presentada. Si el procedimiento se iniciare de oficio, caducará por el transcurso de dicho plazo. La autorización será independiente de cuantas otras deban tener lugar según lo previsto por el ordenamiento jurídico aplicable.

Art. 71.- Definición y procedimiento para la declaración de áreas de protección hídrica.- Además de la protección para las fuentes de agua deducida de su delimitación junto con su área de influencia y el régimen jurídico consiguiente establecido en los artículos 74 y 75 de este Reglamento, de conformidad con lo previsto en el artículo 78 de la Ley, y cuando sea necesario por no ser suficientes las medidas contenidas en dichos artículos, podrán declararse áreas de protección hídrica en el caso de las fuentes de agua declaradas como de interés público por la Secretaría del Agua. Ello sucederá para la protección, conservación y mantenimiento de las fuentes de agua que abastezcan el consumo humano o garanticen la soberanía alimentaria. Corresponderá a la Autoridad de Demarcación Hidrográfica el establecimiento de áreas de protección hídrica que de conformidad con lo establecido en el artículo 78 de la Ley en ningún caso podrán referirse a humedales, bosques y vegetación protectores. El procedimiento administrativo lo realizará la Autoridad de Demarcación Hidrográfica quien iniciará con una delimitación provisional del área de protección hídrica en donde se incorporarán los estudios técnicos que sobre el particular haya realizado. La Autoridad de Demarcación Hidrográfica trasladará a la Autoridad Ambiental Nacional la delimitación provisional del área de protección

hídrica y le solicitará el informe técnico previsto en el artículo 78 de la Ley. Igualmente pedirá informe a los Gobiernos Autónomos Descentralizados de la correspondiente área territorial. De la misma forma se hará pública la práctica del procedimiento con la delimitación provisional existente para que los titulares de los terrenos afectados puedan formular alegaciones. Todo ello en el plazo de treinta días. Recibidos los informes y alegaciones, la Autoridad de Demarcación Hidrográfica los examinará y en el plazo de treinta días emitirá la resolución con la delimitación definitiva del área. El régimen para las áreas de protección hídrica se establecerá en la propuesta de resolución y además de las medidas previstas en este Reglamento para las fuentes de agua y sus zonas de influencia. Podrá extenderse a la prohibición o limitación de los usos del suelo que se consideren incompatibles con el área de protección hídrica dado el servicio al consumo humano o a la garantía de la soberanía alimentaria. En todo caso el régimen respetará los usos espirituales de pueblos y nacionalidades. De la misma forma podrá preverse la existencia de áreas de protección hídrica para la protección de riberas, lechos de ríos, lagos, lagunas, embalses, estuarios y mantos freáticos, cuando no sean suficientes las medidas establecidas en la regulación de las zonas de protección hídrica previstas en este Reglamento. El procedimiento administrativo para seguir en este caso será el mismo previsto en este artículo para establecer las áreas de protección hídrica de fuentes de agua. Los procedimientos administrativos regulados en este artículo tendrán una duración máxima de tres meses, transcurridos los cuáles sin resolución definitiva, se entenderán caducados.

Art. 74.- Derechos y obligaciones del titular del predio sirviente. - Además de lo regulado en el artículo 98 de la Ley, el titular del predio sirviente tiene derecho a que la correspondiente Autoridad de Demarcación Hidrográfica o el responsable Técnico del Centro de Atención al Ciudadano disponga la remediación de las filtraciones derrames o cualquier otro perjuicio que se impute a defectos de construcción conservación, operación y preservación de daños. El titular de la servidumbre deberá cumplir lo dispuesto por la Autoridad. En caso de urgencia y por el incumplimiento del obligado a ello, la Autoridad podrá disponer la ejecución por sí misma de las obras necesarias repercutiendo los costos al titular de la servidumbre. Lo anterior se entenderá que es sin perjuicio del derecho que tiene el titular del inmueble sobre del que se pretenda constituir una servidumbre de ejercer el recurso de apelación ante la máxima autoridad de la Secretaria del Agua o su delegado, trámite que deberá ser llevado en forma sumarísima, luego de conocido el recurso de apelación se convocará a una audiencia de juzgamiento en donde ambas partes serán escuchadas y se presentarán cualquier tipo de pruebas a las que se crean asistidas; la máxima autoridad o su delegado emitirá resolución motivada en el término de máximo setenta y dos horas luego de haberse realizado la audiencia.

Art. 75.- Extinción de las servidumbres y efectos de la declaración de extinción. - Las servidumbres se extinguen por las causas reguladas en el artículo 102 de la Ley, sin perjuicio de lo regulado en este Reglamento para la servidumbre de acueducto y teniendo en cuenta los criterios de aplicación de la normativa de esta sección indicados en este Reglamento. En los casos a que se refieren los literales a), b) y d) del artículo 102 de la Ley, será necesario antes de que se emita por la Autoridad de Demarcación o el responsable Técnico del Centro de Atención al Ciudadano correspondiente, la resolución que declare la extinción de la servidumbre, se practicará un procedimiento administrativo en el que se otorgará audiencia a los interesados por plazo de quince días para que puedan formular alegaciones. Examinadas las alegaciones presentadas, en su caso, a la Autoridades de Demarcación Hidrográfica o el Responsable Técnico del Centro de Atención al Ciudadano, se emitirá la resolución correspondiente. Declarada la extinción de la servidumbre, revertirán a la propiedad y uso exclusivo del predio sirviente los bienes que fueron afectados por ella.

Art. 90.- Usos de agua y autorizaciones. Obligaciones y derechos del titular de la autorización.- A los efectos del otorgamiento de autorizaciones para uso de agua, se entiende que éstas son los actos administrativos que expiden como regla general las correspondientes Autoridades de Demarcación Hidrográfica o el correspondiente Centro de Atención al Ciudadano, y por medio de los cuáles se atiende favorablemente una solicitud presentada por personas naturales o jurídicas, para el uso de un caudal de agua destinado al consumo humano o al riego para la soberanía alimentaria entendiendo también dentro de este último el abrevadero de animales, las actividades

de producción acuícola y las actividades de la producción agropecuaria alimentaria doméstica, en las condiciones establecidas en este Reglamento. El otorgamiento de una autorización para el uso de agua confiere a su titular de manera exclusiva la capacidad para la captación, tratamiento, conducción y utilización del caudal al que se refiera la autorización. El titular de la autorización deberá instalar a su costo los aparatos de medición del flujo del agua en los términos que establezca la Autoridad Única del Agua en coordinación con la Agencia de Regulación y Control del Agua. La autorización no será válida sin esa instalación que deberá estar en funcionamiento en el mismo momento de su entrada operativa. Si se comprueba que el aparato de medición del flujo no ha sido instalado, se declarará la reversión de la autorización cancelándose la correspondiente inscripción en el Registro Público de Aguas.

Art. 91.- Concesiones existentes y aparatos de medición del flujo.- En las sustituciones de concesiones a autorizaciones que se regulan en la Disposición Transitoria Segunda de la Ley, las nuevas autorizaciones de uso de agua precisarán la obligación de instalar los aparatos de medición del flujo en las condiciones que se fijan en el apartado tercero del artículo anterior. Las Autoridades de Demarcación Hidrográfica o el correspondiente Centro de Atención al Ciudadano darán inicio al procedimiento dentro de los plazos que fije la Autoridad Única del Agua ateniéndose a los principios generales que establece la Disposición Transitoria Segunda de la Ley.

Art. 92.- Obligaciones y derechos del titular de la autorización para el aprovechamiento productivo del agua. - La autorización para el aprovechamiento productivo del agua confiere a su titular de manera exclusiva la capacidad para la captación, tratamiento, conducción y utilización del caudal a que se refiera la autorización. El titular de la autorización deberá instalar a su costo los aparatos de medición del flujo del agua en los términos que establezca la Autoridad Única del Agua en coordinación con la Agencia de Regulación y Control del Agua. La autorización no será válida sin esa instalación que deberá estar en funcionamiento al momento del inicio del aprovechamiento. Si se comprueba que el aparato de medición del flujo no ha sido instalado, se declarará la reversión de la autorización y se cancelará su inscripción en el Registro Público del Agua.

✓ **Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (R.O. 174 1-04-2020) AM 100-A.**

Art. 1. Objeto. - Regular en materia ambiental las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, en sus diferentes fases y demás actividades técnicas y operacionales.

Art. 2. Ámbito de aplicación. - El presente Reglamento se aplicará a todas las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales reconocidas en el Ecuador, que realicen actividades en Operaciones Hidrocarburíferas, a nivel nacional.

Art. 25.- Instrumentos Técnicos Ambientales. - Constituyen herramientas técnicas que en conjunto mantienen una unidad sistemática y se clasifican en 1. Estudio de Impacto Ambiental; 2. Diagnóstico Ambiental; 3. Estudios Complementarios; 4. Auditoría Ambiental; y, 5. Plan de Manejo Ambiental y su actualización. El alcance, contenidos y/u otros requisitos se efectuarán conforme a las normas técnicas expedidas para el efecto.

Art. 26.- Autorización Administrativa Ambiental. - Previo al inicio de cualquier proyecto, obra o actividad el Operador presentará a la Autoridad Ambiental Competente, el Estudio Ambiental de las fases o fase hidrocarburífera que ejecutará y de otras actividades inherentes a la industria, que se desarrollen dentro de la instalación, facilidades, campo o bloque y sus actividades conexas, a fin de obtener una única Autorización Administrativa Ambiental por área geográfica. El estudio se realizará de acuerdo con la norma técnica para regularización ambiental y deberá ser elaborado por consultores ambientales calificados.

Art. 28.- Regularización de la gestión propia de desechos peligrosos y especiales.- Para la gestión propia de residuos o desechos peligrosos y especiales, el Operador procederá conforme corresponda a los siguientes casos: 1. Si como parte de un proyecto nuevo, planifica ejecutar la

gestión propia en cuanto al transporte, eliminación o disposición final de residuos o desechos peligrosos y/o especiales, incluirá dicha gestión dentro del proceso de regularización ambiental del proyecto, con el fin de obtener una única Autorización Administrativa Ambiental.

Art. 29.- Estudios de impacto ambiental de las fases hidrocarburíferas. - Los estudios de impacto ambiental podrán ser presentados por una fase específica o varias fases de las actividades hidrocarburíferas. Se requerirá de una sola Autorización Administrativa Ambiental para las fases de exploración y explotación, que abarcará toda el área, bloque o campo adjudicado o asignado por la Autoridad Nacional de Hidrocarburos, la cual será considerada como el área geográfica del proyecto, debiendo el operador, para este caso, poner en conocimiento de la Autoridad Ambiental Nacional, el cambio de fase.

Art. 30.- Observaciones sustanciales. - Se consideran observaciones sustanciales a los estudios de impacto ambiental y sus complementarios para las actividades Hidrocarburíferas, las siguientes:

1. La modificación sustancial del proyecto, obra o actividad hidrocarburífera descrito en el estudio.
2. Cuando el trámite de regularización ambiental no corresponda a la categoría de impacto de la obra, actividad o proyecto Hidrocarburífero.
3. Cuando se identifique que la regularización iniciada por el operador generará una duplicidad de autorizaciones ambientales. Cuando se determinen observaciones sustanciales, la Autoridad Ambiental Competente dispondrá, mediante informe técnico, el archivo del proceso y ordenará al proponente el inicio de un nuevo proceso de regularización.

Art. 35.- Evaluación de impactos ambientales acumulativos. - Como parte de las herramientas para la evaluación de impacto ambiental acumulativo, los estudios de impacto y las auditorías ambientales, además de la identificación y evaluación de los impactos ambientales del proyecto, obra o actividad, incluirán en su desarrollo la identificación de posibles impactos ambientales acumulativos usando los lineamientos emitidos por la Autoridad Ambiental Nacional.

Estos lineamientos deberán establecer entre otros aspectos, la delimitación geográfica, el alcance de la información requerida por la autoridad, mecanismos de identificación y deberá ser diseñada considerando las características del sector.

CAPITULO II CRITERIOS PARA LA GESTIÓN SOCIAL

Art. 48.- Validez de los Acuerdos.- Todo acuerdo, incluyendo los convenios de compensación, alcanzados entre el Operador y los actores sociales del Área de influencia directa, en el marco de la gestión del proyecto deberán constar por escrito y contar con las firmas de responsabilidad respectivas. El Operador deberá incluir estos acuerdos dentro del Plan de Relaciones Comunitarias del Plan de Manejo Ambiental mediante comunicación a la Autoridad Ambiental Competente, toda vez que ya cuente con la Autorización Administrativa Ambiental.

Art. 49.- Atención de solicitudes.- El Plan de Relaciones Comunitarias del Plan de Manejo Ambiental contendrá los mecanismos mediante el cual el operador receptorá, registrará y responderá a todas las solicitudes verbales y escritas, relativas a la gestión socio-ambiental de su operación, realizadas por cualquier actor social e institucional y reportará sobre este mecanismo en el Informe Gestión Ambiental Anual. Este proceso no generará obligación legal alguna para el Operador, a menos que ambas partes acuerden formalmente el establecimiento de una obligación, contenidas según se dispone en el artículo anterior de este Reglamento.

Art. 50.- Compensación e indemnización Socio - Ambiental.- A fin de proceder con la compensación e indemnización socio ambiental en materia hidrocarburífera se procederá conforme la normativa aplicable.

Art. 51.- Fases de la industria. - Para efectos del presente Reglamento se consideran como fases de la industria hidrocarburífera las siguientes: 1) exploración, 2) explotación, 3) transporte, 4) almacenamiento, 5) industrialización, 6) refinación, 7) comercialización de hidrocarburos, biocombustibles y sus mezclas.; y, demás actividades como las obras civiles.

Art. 53.- Normas operativas para la construcción de plataformas de perforación exploratorias o de avanzada.- Para la perforación exploratoria el Operador cumplirá con lo siguiente: se prohíbe la apertura de carreteras. 2. El área útil para plataforma, helipuerto y campamento y construcción de piscinas de tratamiento de rípios, será menor o igual de 1.5 hectáreas; 3. Para la ubicación de la plataforma, el operador considerará las condiciones geológicas, topográficas y accesos existentes, a fin de se produzca el menor impacto ambiental posible; 4. Para la construcción de plataformas en zonas no consideradas en el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, el operador podrá abrir vías o accesos de hasta 5 metros de ancho de capa de rodadura si el proyecto lo requiere; 5. Costa afuera.- Los rípios y efluentes generados en perforación costa afuera podrán ser tratados in situ o trasladados al continente para la gestión correspondiente y según lo establecido en el Estudio Ambiental. Las características de los efluentes cumplirán con los límites permisibles establecidos en la Norma Técnica establecido para el efecto 6. Normas complementarias.- el operador en la perforación exploratoria y de avanzada, complementariamente cumplirá con las siguientes regulaciones operativas: a. Del sitio de perforación.- i. En el sitio de perforación, el área para: la plataforma, campamento y helipuerto, piscinas de rípios, no tendrán una distribución rígida, se los ubicará de acuerdo con la topografía del terreno, rodeado de vegetación, con una separación adecuada entre sí. En operaciones costa afuera se especificará el equipo de perforaciones a utilizarse. j. En el caso de perforación exploratoria para áreas protegidas o remotas las operaciones se realizarán preferentemente en forma helitransportable, para lo cual se despejará un área para la aproximación de los helicópteros, conforme a la reglamentación de la OACI. Para la perforación exploratoria en áreas en otras zonas se autorizará la apertura de vías hasta de 5 metros de ancho de capa de rodadura si el proyecto lo requiere. Si el pozo resultare seco, la operadora realizará el respectivo taponamiento y abandono de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. k. Las plataformas para la perforación costa afuera o en áreas de transición, no deben interferir con el normal desarrollo de las actividades de pesca, turismo, navegación y aeronavegación, por lo que se considerará un área de seguridad de una milla marina. b. Pruebas de producción.- Los fluidos resultantes de las pruebas de producción, cuando no se puedan reinyectar y no existan vías de accesos al sitio de perforación, se helitransportarán fuera del sitio de perforación para su disposición final. El mecanismo utilizado para realizar las pruebas de producción será descrito en el Estudio de Impacto ambiental y los complementarios del caso. 7. Caso de abandono.- En los casos de abandono temporal o definitivo de las instalaciones hidrocarburíferas, además de lo contemplado en el Plan de Manejo Ambiental, se deberá: a. Ubicar y disponer adecuadamente los equipos y estructuras que se encuentren en los sitios de trabajo, que no sean necesarios para futuras operaciones; b. Todos los desechos de origen doméstico e industrial, luego de su clasificación, serán tratados y dispuestos de acuerdo a lo previsto en el Plan de Manejo de Desechos del Plan de Manejo Ambiental propuesto por la operadora; c. En el sitio de perforación se deberán readecuar los drenajes y reforestar el área que no vaya a ser reutilizada si el abandono es temporal; d. Cuando se proceda a abandonar definitivamente un pozo, éste se sellará con tapones de cemento en la superficie y en los intervalos apropiados para evitar escapes y/o migraciones de fluidos. e. En caso de producirse escapes de crudo por trabajos relativos al mal taponamiento del pozo, la empresa asumirá todos los costos de remediación y las reparaciones correspondientes al pozo. Las locaciones de pozos abandonados deberán ser rehabilitadas ambientalmente; f. Cuando en la perforación costa afuera se proceda a abandonar un pozo en forma permanente, la tubería de revestimiento deberá sellarse 1.5 metros por debajo del lecho marino y otras instalaciones que sobresalen del lecho marino serán retiradas, para evitar daños o impedimentos a la pesca, navegación u otra actividad; y, g. Cuando en la perforación costa afuera o en áreas de transición se proceda a abandonar temporalmente o en forma permanente un pozo, se colocará un tapón mecánico sobre la tubería de revestimiento y el cabezal será recubierto con una campana anticorrosiva.

CAPITULO IV PARTICIPACIÓN COMUNITARIA EN LA GESTIÓN AMBIENTAL

Art. 78.- Difusión del plan de manejo ambiental. - El Operador difundirá anualmente los resultados de la ejecución del o los planes de manejo ambiental, a las comunidades del área de influencia directa. Los respaldos de su ejecución deberán incluirse en el informe anual de gestión ambiental.

Art. 79.- Denuncias. - Presentada la denuncia y con base al análisis de los documentos que la sustentan, la Autoridad Ambiental Competente realizará la inspección técnica en el lugar donde se presumen los hechos denunciados, convocando al Denunciante y al Operador. Los hallazgos de las inspecciones constarán en el correspondiente informe técnico y serán notificados al operador en el término máximo de quince (15) días posteriores a la inspección. Se procederá de la misma manera para denuncias anónimas con la excepción de la convocatoria al Denunciante. El Operador, en el término de veinte (20) días de notificado, presentará a la Autoridad Ambiental Competente las pruebas de descargo. El Operador se reservará el derecho de las acciones que le asistan por denuncias no comprobadas e infundadas. La Autoridad Ambiental Competente pondrá en conocimiento del denunciante los descargos presentados por el Operador. La Autoridad Ambiental Competente, en caso de determinar que la denuncia es infundada, de manera motivada procederá al archivo de esta. Caso contrario, se iniciarán las acciones legales correspondientes.

✓ **Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo. Decreto 2393**

En el Artículo 1, del Ámbito de Aplicación “Las disposiciones del presente Reglamento se aplicarán a toda actividad laboral y en todo centro de trabajo, teniendo como objetivo la prevención, disminución o eliminación de los riesgos del trabajo y el mejoramiento del medio ambiente de trabajo”. Este reglamento vigente desde el año 1986, mediante Decreto Ejecutivo 2393; establece los lineamientos para el adecuado ambiente laboral, tomando en cuenta las condiciones generales de los centros de trabajo, las instalaciones, protecciones, uso y mantenimiento de aparatos, máquinas y herramientas, manipulación y transporte de equipos y los medios de protección colectiva para asegurar el desarrollo de las actividades con seguridad.

Las disposiciones del presente Reglamento se aplican a toda actividad laboral y en todo centro de trabajo, teniendo como objetivo la prevención, disminución o eliminación de los riesgos del trabajo y el mejoramiento del medio ambiente de trabajo. Además, es importante acotar que deberá: Existir un Comité Interinstitucional de Seguridad e Higiene del Trabajo que tendrá como función principal coordinar las acciones ejecutivas de todos los organismos del sector público con atribuciones en materia de prevención de riesgos del trabajo; cumplir con las atribuciones que le señalen las leyes y reglamentos; y, en particular, ejecutar y vigilar el cumplimiento del presente Reglamento. Para ello, todos los Organismos antes referidos se someterán a las directrices del Comité Interinstitucional.

2. Para el correcto cumplimiento de sus funciones, el Comité Interinstitucional efectuará, entre otras, las acciones siguientes:

- a. Colaborar en la elaboración de los planes y programas del Ministerio de Trabajo, Ministerio de Salud y demás Organismos del sector público, en materia de seguridad e higiene del trabajo y mejoramiento del medio ambiente de trabajo.
- b. Elevar a consideración del Ejecutivo los proyectos de modificación que estime necesarios al presente Reglamento y dictar las normas necesarias para su funcionamiento.
- c. Programar y evaluar la ejecución de las normas vigentes en materia de prevención de riesgos del trabajo y expedir las regulaciones especiales en la materia, para determinadas actividades cuya peligrosidad lo exija.
- d. Confeccionar y publicar estadísticas de accidentalidad y enfermedades profesionales a través de la información que a tal efecto facilitará el Ministerio de Trabajo, el Ministerio de Salud y el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.
- e. Llevar el control de las sanciones que hayan sido impuestas por el Ministerio de Trabajo, IESS o Portafolio correspondiente, respecto a las infracciones cometidas por empresarios o trabajadores, en materia de prevención de riesgos profesionales.
- f. Recopilar los reglamentos aprobados por el Ministerio de Trabajo y Recursos Humanos y el Consejo Superior del IESS en materia de Seguridad e Higiene del Trabajo.
- g. Impulsar las acciones formativas y divulgadoras, de las regulaciones sobre seguridad e higiene del trabajo.
- h) Propender a la investigación de las enfermedades profesionales en nuestro medio y a la divulgación obligatoria de sus estudios.

- ✓ **Decreto Ejecutivo 754 del 31 de Mayo del 2023 Reglamento al Código Orgánico del Ambiente (en adelante, "RCODA").**

Esta reforma tiene por antecedente la Sentencia No. 22-18-IN/21 de 08 de septiembre de 2021, en la que la Corte Constitucional: (i) Aclaró que la consulta ambiental y la consulta previa a las comunidades indígenas son consultas distintas, y que el Art. 184 del CODA no aplica ni reemplaza al derecho a la consulta previa a las comunidades indígenas; (ii) Ordenó que el Art. 184 del CODA debe interpretarse según la Constitución de la República, la jurisprudencia de la Corte Constitucional, y el Acuerdo de Escazú;^[1] (iii) Declaró la inconstitucionalidad de los Arts. 462 y 463 del RCODA; y (iv) Ordenó al Presidente adecuar el RCODA a lo resuelto. Posteriormente, la precitada Corte emitió la Sentencia No. 1149-19-JP/21 de 10 de noviembre de 2021, en la que se desarrolló el derecho a la consulta ambiental.

Las principales reformas que efectúa el Decreto No. 754 son las siguientes:

1. Se reforma el proceso de participación ciudadana. Este ya no se regirá por la norma técnica de la Autoridad Ambiental sino por el establecido en el RCODA, a continuación. Además, se regla la oposición mayoritaria de los consultados, indicándose que la misma no es vinculante. Sin embargo, se establece que, si se otorga el permiso ambiental pese a la oposición mayoritaria, éste deberá estar debidamente motivado.
2. Se deroga toda norma en el RCODA respecto a la consulta previa a las comunidades indígenas y se reforma el Título III del Libro III del RCODA sobre el proceso de participación ciudadana para la consulta ambiental

1.6.5. Ordenanzas Municipales y Acuerdos

- ✓ **Ordenanzas Municipales del Cantón Lago Agrio y Cuyabeno**

Las Ordenanzas Municipales establecen que: La ciudadanía en forma individual y colectiva, participarán de manera protagónica en la toma de decisiones, planificación y gestión de los asuntos públicos y en el control popular de las Instituciones del Estado y la sociedad y de sus representantes en un proceso permanente de construcción del poder ciudadano. La participación se orientará por los principios de igualdad, autonomía, deliberación pública, respeto a la diferencia, control popular, solidaridad e interculturalidad.

- ✓ **Sentencia No. 22-18-IN/21 del 8 de Septiembre del 2021.** La Corte acepta parcialmente la acción pública de inconstitucionalidad propuesta en contra de varias normas del Código Orgánico del Ambiente y su reglamento, que tienen relación con los manglares, monocultivos, los derechos de la naturaleza y sobre la regulación del derecho a la consulta previa y a la consulta ambiental.
- ✓ **A.M. 134 del 25-09-2012. Registro Oficial 812. Expedir la Reforma al AM 076, publicado en el R.O. 766 del 14-08-2012. Considerar su Anexo 1 para aplicar "Metodología para Valorar Económicamente los Bienes y Servicios Ecosistémicos de los Bosques y Vegetación Nativa en los casos a ser Removidos".**
- ✓ **Acuerdo Ministerial MEM-MEM-2022-0047-AM Que expide el "Reglamento para reducir progresivamente la quema rutinaria de gas asociado en tea del 24 de Octubre del 2022.**
- ✓ **A.M. 097-A del 30-07-2015. Expedir los Anexos del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente. Considerar sus cinco (5) Anexos para cumplimiento de parámetros en monitoreos de caracterización en la industria hidrocarbúrra.**

ANEXO 1 del libro VI del texto unificado de legislación secundaria del ministerio del ambiente: norma de calidad ambiental y de descarga de efluentes al recurso agua:

TABLA 2: CRITERIOS DE CALIDAD ADMISIBLES PARA LA PRESERVACIÓN DE LA VIDA ACUÁTICA Y SILVESTRE EN AGUAS DULCES, MARINAS Y DE ESTUARIOS

TABLA 3: CRITERIOS DE CALIDAD DE AGUAS PARA RIEGO AGRICOLA.

TABLA 9. LÍMITES DE DESCARGA A UN CUERPO DE AGUA DULCE.

ANEXO 2. del libro VI del texto unificado de legislación secundaria del ministerio del ambiente: Norma de Calidad Ambiental del Recurso Suelo y Criterios de Remediación para Suelos Contaminados.

TABLA 1.- CRITERIOS DE CALIDAD DEL SUELO

TABLA 2: CRITERIOS DE REMEDIACIÓN (VALORES MÁXIMOS PERMISIBLES)

TABLA 3. MUESTREO PARA SUELOS CONTAMINADOS

ANEXO 3 del libro VI del texto unificado de legislación secundaria del ministerio del ambiente norma de emisiones al aire desde fuentes fijas

TABLA 1: LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE CONCENTRACION DE EMISIÓN DE CONTAMINANTES AL AIRE PARA FUENTES FIJAS DE COMBUSTIÓN DE COMBUSTION ABIERTA (mg/Nm³)

ANEXO 4 del libro VI del texto unificado de legislación secundaria del ministerio del ambiente Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión.

Tabla 1. Concentraciones de contaminantes criterio que definen los niveles de alerta, de alarma y de emergencia en la calidad del aire.

ANEXO 5 Niveles máximos de emisión de ruido y metodología de medición para fuentes fijas y fuentes móviles y niveles.

Tabla 1: NIVELES MÁXIMOS DE EMISIÓN DE RUIDO (LKeq) PARA FUENTES FIJAS DE RUIDO

✓ **Acuerdo Ministerial 026:**

Procedimientos para Registro de generadores de desechos peligrosos, Gestión de desechos peligrosos previo al licenciamiento ambiental, y para el transporte de materiales peligrosos. Registro Oficial 334, 12 de mayo del 2008.

Art. 1.- Toda persona natural o jurídica, pública o privada, que genere desechos peligrosos deberá registrarse en el Ministerio del Ambiente, de acuerdo con el procedimiento de registro de generadores de desechos peligrosos determinado en el Anexo A.

Art. 2.- Toda persona natural o jurídica, pública o privada, nacional o extranjera que preste los servicios para el manejo de desechos peligrosos en sus fases de gestión: reúso, reciclaje, tratamiento biológico, térmico, físico, químico y para desechos biológicos; co-procesamiento y disposición final, deberá cumplir con el procedimiento previo al licenciamiento ambiental para la gestión de desechos peligrosos descrito en el Anexo B.

Art. 3.- Toda persona natural o jurídica, pública o privada, nacional o extranjera que preste los servicios de transporte de materiales peligrosos, deberá cumplir con el procedimiento previo al licenciamiento ambiental y los requisitos descritos en el anexo C.

✓ **Acuerdo Ministerial 001. Registro Oficial 819 del 29 de octubre del 2014.**

Lineamientos para la aplicación de compensaciones por afectaciones socioambientales en el Marco de la Política Pública de Reparación Integral.

✓ **Acuerdo Ministerial No. 076. Registro Oficial Suplemento 534 de 01-jul.-2015 REFORMA MANUAL PARA LA GESTION OPERATIVA DE LAS AREAS PROTEGIDAS.**

Art. 1.- Aprobar el "Manual para la Gestión Operativa de las Áreas Protegidas de Ecuador", contenida en el documento adjunto, el cual forma parte integral del presente Acuerdo. Nota: Artículo reformado por artículo 1 de Acuerdo Ministerial No. 76, publicado en Registro Oficial Suplemento 534 de 1 de Julio del 2015.

Art. 2.- El Ministerio del Ambiente, a través de la Subsecretaría de Patrimonio Natural y la Dirección Nacional de Biodiversidad en su calidad de Autoridad Ambiental Nacional, difundirá el contenido del "Manual para la Gestión Operativa de las Áreas Protegidas de Ecuador". Nota: Artículo reformado por artículo 2 de Acuerdo Ministerial No. 76, publicado en Registro Oficial Suplemento 534 de 1 de Julio del 2015.

- ✓ **Acuerdo Ministerial 091. Límites máximos permisibles para emisiones a la atmósfera provenientes de fuentes fijas para actividades hidrocarbúrficas.**

Art. 1.- Se fijan los valores máximos permisibles de emisiones a la atmósfera para los diferentes tipos de fuentes de combustión, en función de los tipos de combustible utilizados, y de la cantidad de oxígeno de referencia ambiente a condiciones normales de presión y temperatura, y en base seca, conforme a las tablas 1, 2, 3 y 4. En aquellos casos donde se utilicen mezclas de combustibles, los límites aplicados corresponderán al del combustible más pesado.

Acuerdo Ministerial 026: Procedimientos para Registro de generadores de desechos peligrosos, Gestión de desechos peligrosos previo al licenciamiento ambiental, y para el transporte de materiales peligrosos. Registro Oficial 334, 12 de mayo del 2008.

Art. 1.- Toda persona natural o jurídica, pública o privada, que genere desechos peligrosos deberá registrarse en el Ministerio del Ambiente, de acuerdo al procedimiento de registro de generadores de desechos peligrosos determinado en el Anexo A.

- ✓ **Acuerdo Ministerial 115 del 11 de Diciembre del 2009 modificado el 30 de Enero del 2020 donde se expide el Manual Operativo del Proyecto Socio Bosque y el Acuerdo No. MAATE- 2022-066 del 24 de Junio del 2022. Manual Operativo del Proyecto Socio Bosque II.**

1.6.6. Normas Técnicas

- ✓ **NTE INEN 1 983: Productos derivados del petróleo. Fuel Oil. Requisitos**

Esta norma establece los requisitos que debe cumplir el Fuel Oil que se produce y comercializa en el país. El Instituto Ecuatoriano de Normalización -INEN-, establece en la Norma Técnica Ecuatoriana

- ✓ **Norma Técnica Ecuatoriana (NTE) INEN ISO 3864-1 "Colores, señales y símbolos de seguridad"**

Esta norma establece los colores, señales y símbolos de seguridad con el propósito de prevenir accidentes y peligros para la integridad física y la salud, así como para hacer frente a ciertas emergencias.

- ✓ **NTE INEN 2266:00 "Transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos Peligrosos."**

Esta norma establece los requisitos que se deben cumplir para el transporte, almacenamiento y manejo de materiales peligrosos. Esta norma se aplica a las actividades de producción, comercialización, transporte, almacenamiento y manejo de materiales peligrosos.

- ✓ NTE INEN 2288:00 “Productos químicos industriales peligrosos. Etiquetado de precaución. Requisitos”

Esta norma se aplica a la preparación de etiquetas de precaución de productos químicos peligrosos, como se definen en ella, usados bajo condiciones ocupacionales de la industria. Recomienda solamente el lenguaje de advertencia, más no cuando o donde deben ser adheridas a un recipiente.

- ✓ Norma Técnica Internacional NFPA 30:2000 “Código de Líquidos Inflamables y Combustibles de las Inflamables”

Esta norma contiene el “Código de Líquidos Inflamables y Combustibles”, y es considerada como una norma de cumplimiento obligatorio en los EE.UU., siendo exigible por disposición de la Occupational Safety and Health Administration (OSHA); en Ecuador, el Ministerio del Ambiente de Ecuador (MAE) requiere que esta norma sea considerada por ser la fuente más completa de la industria para las normas de seguridad relativas a los líquidos inflamables y combustibles, y en atención a que en materia de salud ocupacional y seguridad industrial se manejan a nivel nacional cada vez más frecuentemente los lineamientos OSHA.

- ✓ Listado de Productos Químicos Prohibidos, Peligrosos y de Uso Severamente Restringido que se utilizan en el Ecuador. Acuerdo Ministerial No.161.
- ✓ Sistema de Indicadores de Pasivos Ambientales y Sociales SIPAS.

1.7. Marco Administrativo

El análisis administrativo institucional es el primer paso en el proceso de revisión y aprobación de un Estudio, y consiste en la definición clara de los actores y responsables que intervienen en el proceso de elaboración y revisión de este, incluyendo los mecanismos de coordinación interinstitucional.

A continuación, se presenta el conjunto de instituciones reguladoras, coordinadoras y cooperantes con las cuales se interactuará para la ejecución del proyecto.

1.7.1. Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador

El MAATE es la autoridad ambiental nacional que Ejerce de forma eficaz y eficiente la rectoría de la gestión ambiental, sin perjuicio de otras competencias de las demás instituciones del Estado. Le corresponde dictar las políticas, normas e instrumentos de fomento y control, a fin de lograr el uso sustentable y la conservación de los recursos naturales encaminados a asegurar el derecho de los habitantes a vivir en un ambiente sano y apoyar el desarrollo del país.

1.7.2. Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), es la autoridad que formula adopta, dirige y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles.

1.7.3. Ministerio de Transporte y Obras Públicas

El Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTO) es el responsable de diseñar, ejecutar y controlar la Política Nacional de Transporte en todas sus modalidades.

1.7.4. Instituto Nacional de Patrimonio Cultural (INPC)

El INPC es una institución del sector público que goza de personería jurídica, y entre sus funciones y atribuciones están las de investigar, conservar, preservar, restaurar, exhibir y promocionar el

patrimonio cultural en el Ecuador; así como regular, de acuerdo con la Ley de Patrimonio Cultural, todas las actividades de esta naturaleza que se realicen en el país.

Este instituto depende del Ministerio de Cultura del Ecuador, que a su vez depende del Ministerio Coordinador de Patrimonio.

1.7.5. Secretaría de Pueblos, Movimientos Sociales y Participación Ciudadana

Esta institución es el organismo rector y coordinador de la política pública que garantiza el derecho a la participación ciudadana intercultural desde el Ejecutivo, mediante acciones destinadas a estimular y consolidar a los pueblos, los movimientos sociales y a la ciudadanía en las decisiones claves del nuevo modelo de desarrollo; por lo tanto, se dedica a impulsar la participación ciudadana y la interculturalidad como ejes fundamentales de una democracia incluyente, garantizando el derecho de las nacionalidades, de los pueblos, de las organizaciones y de los ciudadanos a su pleno desarrollo: el buen vivir.

En este sentido se han definido como Objetivos Estratégicos de esta institución los siguientes:

- Viabilizar la agenda política entre el Estado y la sociedad, tejiendo redes que articulen las políticas públicas hacia organizaciones, pueblos y ciudadanía.
- Fortalecer las capacidades socio-organizativas y políticas de los ciudadanos a fin de que asuman el ejercicio de sus deberes y derechos.
- Fortalecer los procesos socioeconómicos, políticos y culturales de la ciudadanía.
- Fortalecer a la Secretaría de Pueblos, Movimientos Sociales y Participación Ciudadana.

Y como Políticas Institucionales:

- Articular procesos sociales incluyentes para consolidar el poder ciudadano en su diversidad, a través del diseño e implementación del Sistema Nacional de Participación Ciudadana.
- Impulsar y fortalecer la organización social para facilitar el ejercicio pleno de la democracia.
- Impulsar procesos de formación ciudadana orientados al conocimiento y defensa de los deberes y derechos ciudadanos, el fomento del voluntariado en la gestión pública, el control social y el desarrollo socio-emprendedor de iniciativas tendientes al bienestar común de la sociedad.
- Generar mecanismos que articulen las demandas y respuestas entre la Sociedad y el Estado.
- Articular procesos incluyentes entre el Estado y la sociedad, a través del sistema de información y comunicación popular.

1.7.6. Gobierno Autónomo Descentralizado Provincial

Los gobiernos autónomos descentralizados provinciales son personas jurídicas de derecho público, con autonomía política, administrativa y financiera, que están integrados por las funciones de participación ciudadana, legislación y fiscalización, y ejecutiva, previstas en el COOTAD, para el ejercicio de las funciones y competencias que le corresponden.

Entre sus competencias está planificar, junto con otras instituciones del sector público y actores de la sociedad, el desarrollo provincial y formular los correspondientes planes de ordenamiento territorial, en el ámbito de sus competencias, de manera articulada con la planificación nacional, regional, cantonal y parroquial, en el marco de la interculturalidad y plurinacionalidad y el respeto a la diversidad.

La sede del gobierno autónomo descentralizado provincial será la capital de la provincia prevista en la respectiva ley fundacional.

1.7.7. Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal

Los gobiernos autónomos descentralizados municipales son personas jurídicas de derecho público, con autonomía política, administrativa y financiera.

De acuerdo al COOTAD, entre sus competencias está promover el desarrollo sustentable de su circunscripción territorial cantonal, para garantizar la realización del buen vivir a través de la implementación de políticas públicas cantonales, en el marco de sus competencias constitucionales y legales; establecer el régimen de uso del suelo y urbanístico, para lo cual determinará las condiciones de urbanización, parcelación, lotización, división o cualquier otra forma de fraccionamiento de conformidad con la planificación cantonal, asegurando porcentajes para zonas verdes y áreas comunales.

La sede del gobierno autónomo descentralizado municipal será la cabecera cantonal prevista en la ley de creación del cantón. El presente proyecto se desarrollará en el cantón Lago Agrio y Cuyabeno.

1.7.8. Gobiernos Autónomos Descentralizados Parroquiales Rurales

Los gobiernos autónomos descentralizados parroquiales rurales son personas jurídicas de derecho público, con autonomía política, administrativa y financiera. Entre sus competencias está promover el desarrollo sustentable de su circunscripción territorial parroquial, para garantizar la realización del buen vivir a través de la implementación de políticas públicas parroquiales, en el marco de sus competencias constitucionales y legales; elaborar el plan parroquial rural de desarrollo; el de ordenamiento territorial y las políticas públicas; ejecutar las acciones de ámbito parroquial que se deriven de sus competencias, de manera coordinada con la planificación cantonal y provincial; y, realizar en forma permanente el seguimiento y rendición de cuentas sobre el cumplimiento de las metas establecidas.

1.7.9. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos, con el fin de precautelar los intereses de la sociedad, mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones y actividades relacionadas.

1.8. Ciclo de vida del proyecto y Descripción de las Actividades del Proyecto

1.8.1. Localización del proyecto

La localización del proyecto es la siguiente:

Tabla 17. Localización del proyecto

Región	Infraestructura	Área del Bloque	Provincia	Cantón	Parroquia	Comunidades
Amazonía	Bloque 91 Arazá Este	44 Km2	Sucumbíos	Lago Agrio	Pacayacu	<ul style="list-style-type: none"> Asociación de Productores Agropecuarios Plantaciones Ecuatorianas Organización Campesina 12 de Mayo Precooperativa Selva Alegre Unión Lojana (Chiritza) Asociación Campesina la Floresta Precooperativa San Jacinto Precooperativa Los Sábalo Asociación de Agricultores Pedro Pablo Gómez
				Cuyabeno	Tarapoa	<ul style="list-style-type: none"> Comunidad Fronteras del Cuyabeno

						<ul style="list-style-type: none"> • Precooperativa San Jacinto • Precooperativa Los Sábalos • Asociación de Agricultores Pedro Pablo Gómez
--	--	--	--	--	--	--

Fuente: Procapcon, 2022

Tabla 18. Actores del Área de Influencia a las facilidades a ser intervenidas

Área de Influencia Social Indirecta				Área de Influencia Social Directa			
País	Provincia	Cantón	Parroquia	Comunidad y/o Recinto	Facilidad para intervenir	Propiedad para intervenir	Propietario a ser indemnizado
Ecuador	Sucumbíos	Lago Agrío	Pacayacu	Asociación de Productores Agropecuarios Plantaciones Ecuatorianas	-Construcción Plataforma A -Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sra. Sonia Garzón
					-Construcción Plataforma A -Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sr. Ricardo Vélez
					-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sr. Juan Castillo
				Organización Campesina 12 de Mayo	-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sr. Segundo García
					-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sr. Darwin Jiménez
					-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sra. Ehzita Banguera
					-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sra. Beatriz Núñez
					-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sra. Mirna Banguera
					-Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A	Privada	Sr. Luis Quinatoa
					- Construcción		

					acceso Plataforma B al límite del Bloque		
					-Construcción Plataforma B -Construcción acceso Plataforma B a Plataforma A -Construcción acceso Plataforma B al límite del Bloque -Construcción acceso Plataforma B a Plataforma C – Tramo 1	Privada	Sra. Marisol Vanguera
					-Construcción acceso Plataforma B al límite del Bloque	Privada	Sr. Oswaldo Bumbila
					-Construcción acceso Plataforma B al límite del Bloque	Privada	Sr. Sócrates Banguera
				Comunidad Unión Lojana (Chiritza)	-Construcción Plataforma B -Construcción acceso Plataforma B al límite del Bloque -Construcción acceso Plataforma B a Plataforma C – Tramo 1	Privada	Sr. Robin Torres
		Cuyabeno	Tarapoa	Precooperativa San Jacinto	-Construcción Plataforma C -Construcción acceso Plataforma B a Plataforma C - Tramo 2	Privada	Sra. Betty Martínez

Fuente: Procapcon, 2022

1.8.2. Ciclo de vida del proyecto

El **ciclo de vida** del **proyecto** es el conjunto de fases en que son divididos los **proyectos** para facilitar su gestión. Esta división es realizada por los jefes de área. PETRÓLEOS SUD AMERICANOS PETROLAMEREC S.A, identificó su **ciclo de vida** específico para emplearlo en este Estudio. A continuación, se detalla el ciclo de vida del proyecto:

El **ciclo de vida** de la gestión de este **proyecto** se desglosa en 5 fases: inicio, planificación, ejecución (Construcción), desempeño (Perforación y Operación) y cierre, tal como lo establece el Art 46 y 434 del RCOA.

Figura 1. Fases de la gestión de proyectos.



Fuente: Procapcon, 2022

Tal como lo establece el Art 46 y 434 del RCOA se detalla de manera cronológica las fases del proyecto de conformidad con la con la fase a ejecutarse en el Bloque 91 Arazá Este.

1.8.3. Características del proyecto de conformidad con la fase:

Capítulo I. Sección II. Perforación Exploratoria y de Avanzada y Capítulo VI. Obras Civiles del Acuerdo Ministerial 100 A.

- ETAPA DE CONSTRUCCIÓN
- ETAPA DE PERFORACIÓN
- ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS
- ETAPA DE ABANDONO

1.8.3.1. ETAPA DE CONSTRUCCIÓN

Base de Apoyo Logístico de Etapa Constructiva (área de maniobrabilidad)

La compañía que será contratada para realizar las actividades será una compañía que cuente con todos los estándares técnicos y ambientales definidos y requeridos por PETROLEOS SUD

AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, la compañía presentará un cronograma de logística y actividades, para establecer el normal desarrollo de esta etapa del proyecto.

La base del apoyo logístico para aprovisionamiento de materiales, equipos y personal estará ubicada en el campamento base de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A ubicado en el Hotel SUMAC AMAZONICA, en la ciudad de Pacayacu aproximadamente 40 min del Bloque, que cuenta con la capacidad suficiente para albergar a todo el personal que trabajará en la etapa constructiva. El personal será llevado todos los días hacia el sitio por vía terrestre, utilizando camionetas 4x4. En el Bloque existirá un área de maniobrabilidad donde será estacionada toda la maquinaria, de acuerdo con el avance de la obra, esta área será la misma área que ha sido contemplada para el desbroce (no será necesaria la apertura de área adicional fuera de la que se está permitiendo) se armará y desarmará con promedio semanal, con carpas para que el personal únicamente almuerce en el sitio (se llevará la comida preparada). Existirá un área de desechos orgánicos e inorgánicos claramente establecida dentro de las carpas para la clasificación de desechos orgánicos e inorgánicos (no se utilizarán campers durante esta etapa). Todas las operaciones serán realizadas de acuerdo con la Guía de Contratistas con los que cuenta la compañía para realizar dichas actividades. (Ver Anexo 1.11. Guía SSA-RC Contratistas). Por lo tanto, no será necesaria la instalación de un campamento temporal para las actividades de construcción. No será requerida la instalación de generadores para suministro de energía eléctrica, ya que todas las operaciones se llevarán en horario diurno. Se dispondrá de un área de almacenamiento de combustible (diesel) para el suministro de la maquinaria. Las especificaciones del tanque es la siguiente:

Capacidad:	2000	Galones
Capacidad:	48	Bls.
Diámetro:	900	mm
Longitud:	3700	mm
Tipo de tapa	Plana	
Material de cuerpo:	A-36	
Material de cabeza	A-36	
Espesor de lámina	6	mm
Espesor de cuerpo	6	mm
Presión de diseño	0,5	oz/in ²
Temperatura de diseño	180	°F
Prueba presión	5	psi
Norma de Construcción	UL - 142	
Protección Catódica	No	
Recubrimiento Interior	No	
Recubrimiento exterior	Sistema Bicapa @ 9 mils.	
Manhole de Techo	20"	
Accesorio de venteo(A)	Bridado WN # 150 6"	
Accesorio de ingreso (B)	Bridado WN # 150 4"	
Accesorio de descarga (C)	Roscado 2"	
Puesta a tierra (D)	Placa 75 x 75 x 6 mm	

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

De acuerdo con la resolución No. ARCERNR-024/2021 que expide el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, en su Artículo 94 se detalla: Art. 94.- Calibración de tanques de almacenamiento de hidrocarburos y validación de las tablas de calibración. - Previo a la operación de los tanques de almacenamiento, de una capacidad de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles; se deberá solicitar con al menos quince (15) días calendario de anticipación, la autorización de uso de tablas de calibración cumpliendo los requisitos establecidos por la Agencia de Regulación y Control. El tanque estará montado sobre un cubeto revestido de geomembrana de alta densidad con capacidad para contener el 110% de su capacidad. Referirse Anexo 1.17.

Procedimiento de Abastecimiento de Combustible en Obra. El abastecimiento de combustible hacia el tanque de almacenamiento temporal será mediante tanquero de combustibles, previamente liberado y con los permisos de trabajo respectivos de acuerdo con la actividad que se está desempeñando.

Se dispondrá de letrinas portátiles de acuerdo con el número de personal que participará en la construcción, las cuales estarán instaladas en el área de maniobrabilidad, las letrinas serán mantenidas semanalmente y los desechos generados de la letrina serán gestionados de acuerdo con el avance de obra por un gestor ambiental calificado.

1.8.3.1.1. Actividades Previas

Corresponden a las actividades básicas, necesarias para el buen desarrollo del proyecto, las cuales deberán realizarse con anterioridad a la iniciación de los trabajos de construcción. Estas actividades comprenden: topografía de detalle, la movilización de personal y equipos hacia la zona del proyecto, localización y replanteo de las facilidades, la construcción y adecuación de accesos y la señalización provisional; de igual manera, incluye la desmovilización a la terminación de los trabajos o programa de perforación.

Se partirá de la premisa establecida en el Art. 53 del Acuerdo Ministerial 100-A en donde se establece que:

- El área útil de cada plataforma, campamento y construcción de piscinas de tratamiento de ríos será menor o igual de 1.5 hectáreas.
- Para la ubicación de la plataforma, el operador considerará las condiciones geológicas, topográficas y accesos existentes, a fin de se produzca el menor impacto ambiental posible;
- Para la construcción de plataformas en zonas no consideradas en el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, el operador podrá abrir vías o accesos de hasta 5 metros de ancho de capa de rodadura si el proyecto lo requiere.

Negociación de Predios

Se detallan las actividades que han sido realizadas para la negociación de predios:

- Una vez definidas la ubicación de las áreas útiles, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A negoció mediante el mejor derecho real superficiario-inmobiliario (normalmente servidumbre de hidrocarburos o petrolera), de acuerdo con las circunstancias de negociación, regulación de Ecuador y el diagnóstico previamente realizado.
- En tal sentido, se han suscrito actas de derechos superficiario-inmobiliario, tales como la servidumbre, arriendo temporal, compraventa y/o transacción de daños, basado en la premisa fundamental que se ingresa sobre predios de propiedad privada (independientemente del área o del tiempo requerido), esos derechos inmobiliarios/permisos, fueron negociados de común acuerdo entre las partes, mediante un diagnóstico jurídico catastral previo a cualquier negociación o pago requerido para materializar las indemnizaciones pertinentes.

Estos derechos permiten a la compañía operar bajo el ordenamiento jurídico ecuatoriano hasta el final de las necesidades operativas de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A sin dejar de esta manera, ningún tipo de pasivo social en el área. Ver Anexo 1.8. Medios de Verificación de la Negociación de Predios.

Movilización y Desmovilización de Equipos, Maquinaria, Materiales y Personal

La movilización se refiere al transporte de personal, equipos, herramientas y materiales que se requieran para la ejecución de las obras hacia los diferentes frentes de trabajo.

La movilización se efectuará utilizando los medios más adecuados para evitar daños en los sitios. Se tomará especial precaución en el cruce con cuerpos de agua, a fin de evitar erosión de material hacia estos y el aporte de sedimentos que afectan la calidad del agua como consecuencia de las actividades de movilización. Se realizará con la suficiente anticipación de acuerdo con la programación establecida.

Los vehículos que se utilicen para el transporte de personal, equipo y maquinaria no sobrepasarán los límites de carga de los accesos por donde circulen. Se garantizará en todo momento la protección ambiental y la seguridad de las operaciones de transporte. El transporte de personal se realizará en vehículos apropiados y acondicionados para este fin.

Para la desmovilización se considerará todas las operaciones para retirar de los diferentes frentes de trabajo, personal, equipo, herramientas, etc., requeridos durante la fase de construcción.

La maquinaria pesada y liviana que se requerirá para las operaciones será:

Tabla 19. Maquinaria pesada y liviana que se requerirá para el proyecto.

EQUIPO	CANTIDAD	CAPACIDAD	ETAPA
Motosierra	4	2.5 HP	CONSTRUCTIVA
Retroexcavadora CAT 320 o similar Retroexcavadora CAT 420 D o similar	6	320 o similar 420 D	
Compactador manual de placa	1	5 HP	
Penetrómetro de Cono Dinámico	1		
Densímetro nuclear para medir la compactación del suelo	1		
Cargadora Frontal-96 HP	1	96 HP	
Excavadora sobre orugas-60 HP	1	60 HP	
Tractores D6	6	D6	
Bulldozer CAT D6H o superior	2	D6H	
Rodillos lisos vibratorios	2		
Mezcladora para concreto (trompo giratorio)	3		
Mezcladora de Concreto-Mixers-Tipo DT-Cap	1	DT-Cap	
Volquetas de 11 m3	6	11 m3	
Tanquero para agua	1	2000 galones	
Tanquero para combustible	1	2000 galones	
Skid de tanque de combustibles con cubeto	1	2000 galones	
Motosoldadora eléctrica	1	Tipo 60 ciclos y 400 Amp	
Motoniveladora 140 H o similar	1	140H	
Buseta, Transporte del personal	2	30 personas	
Equipo de topografía que incluye estación total, libreta electrónica, nivel, etc.	2		
Motobombas de agua	3		
Camionetas 4X4	8		

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

La maquinaria especificada puede presentar variación de acuerdo con las especificaciones dadas por cada uno de los contratistas. Ver Anexo 1.7. Especificaciones Maquinaria y equipos.

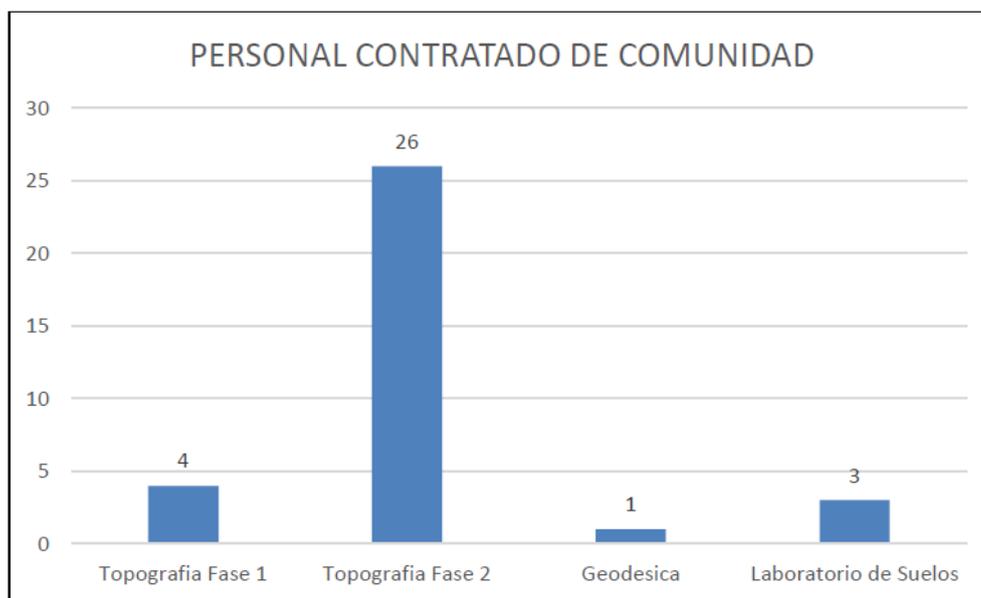
Estudios Topográficos y Estudios de Resistividad de Suelos

Es la localización y replanteo de todas las obras previstas en el proyecto, para la locación o sitio de perforación de los pozos y sus facilidades, incluyendo cerramiento, áreas para estabilización de

taludes (dentro del área que será permitada), sistemas de descarga de drenaje a canales naturales, áreas de amortiguamiento, campamentos temporales de perforación, entre otros, y en general todas las obras y detalles previstos en los planos de diseño de las facilidades.

Para esta etapa fue necesaria la contratación de mano de obra local, la cual se presenta a continuación:

Figura 2. Contratación de Mano de Obra Local- Estudios Topográficos

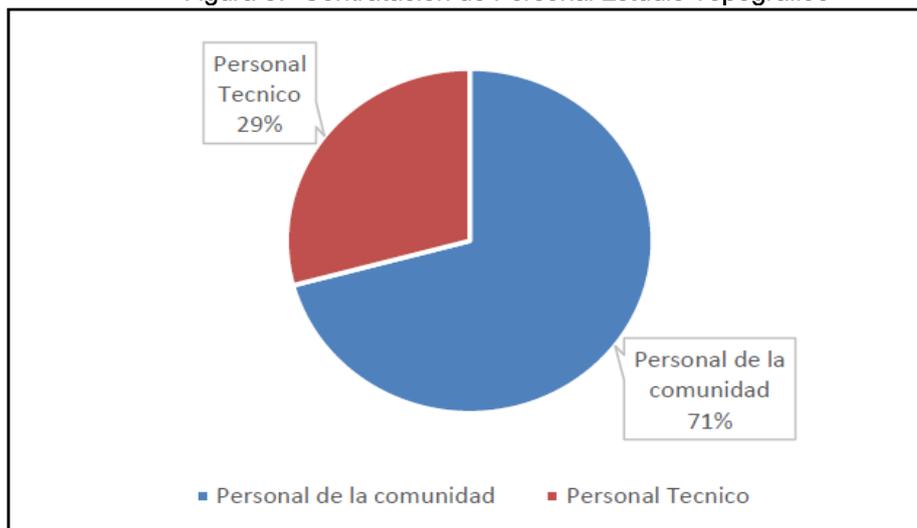


Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

El personal que trabajó dentro del proyecto fue seleccionado por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, de acuerdo con las comunidades que están dentro del área de influencia del proyecto. Esta contratación se realizó de acuerdo con las directrices de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A cumpliendo sus requerimientos y conforme van avanzando las actividades de cada etapa del proyecto. Las jornadas de trabajo fueron de 3 días y rotación continua.

La contratación del personal local se dio dando cumplimiento a lo establecido en la ley amazónica (70-30). Desde el punto de vista de contratación de mano de obra calificada y no calificada, es así como dentro del proyecto intervendrán 48 trabajadores de los cuales 34 trabajadores serán locales que representan el 71%, y 14 trabajadores técnicos que representan el 29%. El mismo que se puede evidenciar en la siguiente gráfica.

Figura 3. Contratación de Personal Estudio Topográfico



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

El Estudio Topográfico será ejecutado en dos etapas: una para geodesia y otra para los estudios de suelos, las cuales se describen a continuación.

Fase 1.- Esta etapa consistió en el levantamiento de alternativas para cada tramo de accesos necesarios para el alcance del proyecto.

Fase 2.- Esta etapa del proyecto consistió en el levantamiento topográfico y diseño de las alternativas de accesos y facilidades definidas por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A para la construcción, de acuerdo con el alcance del proyecto. Se realizaron reuniones diarias con el personal para dar las directrices y lineamientos de seguridad industrial.

Foto 2. Reuniones Diarias con el personal que intervino en el Estudio Topográfico



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

La topografía de todo el Bloque 91 Arazá Este es de tipo montañosa, con pendientes transversales del terreno en orden del 30% al 45%¹, lo que involucrará que se deba emplazar la mesa de los accesos mediante cortes a media ladera, y cortes de montaña y relleno consecutivos para tratar de mantener un diseño compensado. Ver Anexo 1.12. Estudios Topográficos.

Para realizar los trabajos de levantamiento topográfico y diseño se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Reconocimiento del lugar,
- Planificación del trabajo
- Colocación de puntos GPS (Geoposition System) de precisión,
- Levantamiento topográfico
- Proceso y dibujo de datos de campo
- Entrega de planos e informes

En la fase preliminar de estudios de campo, se realizó un recorrido al lugar de trabajo, se levantó toda la información necesaria que nos pudiese ser útil para realizar una planificación del trabajo.

- Con el personal, equipos y transporte chequeados previamente, se procedió con el traslado al sitio de inicio de los trabajos.
- Se verificó los certificados de calibración y se liberaron, las estaciones totales y los equipos para puntos de control GPS, a ser empleados en el servicio.
- Se colocaron puntos GPS de precisión para control horizontal y vertical, con la finalidad de trabajar conforme a la red geodésica interna Sistema WGS 84 – 18S.

Foto 3. Punto de Referencia Bloque 91 Arazá Este



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022

¹ Baby & Rivadeneira, La Cuenca Oriente, Geología y Petróleo, 2004

Geoplades, Plan de Ordenamiento Territorial de la Provincia de Sucumbios, 2011

Mapa Geológico de la República de Ecuador publicado, editado por el Instituto Nacional de Investigación Geológico Minero Metalúrgico (IIGE 2019), escala 1:1'000.000.

El levantamiento se realizó de tal manera que se obtuvo curvas de nivel cada 1 m, se levantó también los cruces de agua.

Se ubicaron los predios que van a ser afectados en la construcción futura, y que deben ser adquiridos por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

En la ejecución de los trabajos, se levantó una densidad de puntos adecuada para definir con suficiente precisión los bordes altos y bajos de las quebradas, la configuración del suelo adyacente, las edificaciones y estructuras implantadas dentro del área a levantarse.

Los levantamientos topográficos fueron ejecutados empleando estaciones totales, lo cual garantiza la precisión de los datos, minimiza errores de lectura y anotación, y permite el inmediato y ágil procesamiento de la información a través de software especializado que genera los modelos tridimensionales del terreno.

Foto 4. Estaciones Totales



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Estudios de Suelos

Corresponde a los estudios y ensayos de geotecnia necesarios en las áreas identificadas por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, de las zonas que durante el proceso constructivo lo requieran, para garantizar la estabilidad de la obra.

El tipo de ensayos que se utilizará son: de cono dinámico de penetración (DCP) que estima la capacidad estructural de las diferentes capas que conforman a un acceso, determinando el CBR de la subrasante con perforaciones distribuidas en toda el área de estudio; realizadas a una profundidad de 0,50 a 1,50 m; bajo la norma ASTM D 6951-03.

La composición granulométrica de los materiales tanto de subrasante y lastre bajo la norma AASHTO T 11 Y T 27 O INEN 697 – 696, al igual que los límites de Attenberg en las muestras de suelo, en base a la norma AASHTO T-89 y T-90.

La investigación de las áreas correspondientes a las plataformas y los accesos se realizará con el objetivo de definir la capacidad portante del suelo (CBR) en sitio, el tráfico proyectado que tendrá el acceso ante el período de tiempo que se encontrará en uso, y poder recomendar el tipo y espesor de la estructura a colocarse para que se mantenga estable mediante su uso.

Foto 5. Ensayos de Campo-Estudio de Suelos



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

En los sectores de estudio se encuentra primero una capa vegetal es decir terreno virgen el mismo que tiene un espesor de 0.70 m en promedio en las Plataformas A, B, C y en los accesos de B a A; de B a C y en el acceso de B hasta el límite de Bloque; luego se obtienen muestras entre 0.50 a 1.50 m de profundidad encontrándose a nivel de subrasante (CH) Arcillas inorgánicas de alta compresibilidad y alta plasticidad, arcillas francas (MH) Arcillas inorgánicas de alta compresibilidad y alta plasticidad, arcillas francas. Referirse Anexo 1.6. Informes de Ingeniería y Cálculo.

Partiendo de lo establecido en el método de clasificación **SUCS**; con los cálculos pertinentes que recomienda el estudio de suelos efectuados con el DCP (cono dinámico); se obtiene el siguiente resultado en la capa de subrasante y granular encontradas, las que se indican en la tabla 20.

Tabla 20. Resultado de la Capa subrasante y granular

SECTOR	CAPA	Humedad natural (%)	Límite líquido (%)	Índice de plasticidad (%)	CLASIFICACIÓN SUCS	C.B.R.
PLATAFORMA "A"	Subrasante	53.55	69.50	36.15	CH	4.71
VÍA ENTRE PLATAFORMA "B" a PLATAFORMA "A"	Subrasante	65.62	65.60	41.20	CH	4.23
PLATAFORMA "B"	Subrasante	62.29	69.42	33.28	CH	3.59
VÍA ENTRE PLATAFORMA "B" a PLATAFORMA "C"	Subrasante	46.87	68.90	31.57	CH	3.99
PLATAFORMA "C"	Subrasante	52.49	55.98	22.27	MH	3.12

Descripción:

CH: Arcillas inorgánicas de alta compresibilidad y plasticidad, arcillas francas;

MH: Limos inorgánicos, limos micáceos o diatomáceos; de alta compresibilidad, de mediana a baja plasticidad, limos elásticos

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

De los resultados obtenidos se puede concluir que se trata de (CH) Arcillas inorgánicas de alta compresibilidad y plasticidad, arcillas francas (MH) Limos inorgánicos, limos micáceos o diatomáceos; de alta compresibilidad, de mediana a baja plasticidad, limos elásticos siendo

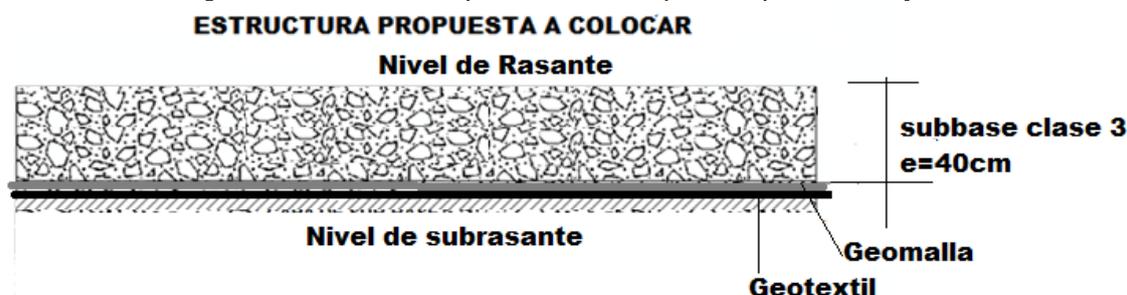
subrasantes de malas a regulares. Para el diseño estructural de los accesos se considera el CBR en sitio mediante el Cono de Penetración Dinámico (D.C.P.) realizado en 6 puntos representativos y determinando un CBR de 3.5% como la capacidad portante del suelo. Referirse Anexo 1.6. Informes de Ingeniería y Cálculo.

Las propiedades encontradas de humedad, límites de Attenberg y clasificación granulométrica a diferentes profundidades no tienen una variación considerable por lo que la zona es homogénea.

Los Niveles Freáticos (N.F). oscilan aproximadamente entre 2,2 y 2,4 m. de profundidad en la zona norte del Bloque 91-Arazá Este; entre 2,45 y 2,5 m en el sector central, y entre 2,6 y 2,72 m en la zona sur. (Referirse al Informe de los Sondeos Eléctricos Verticales establecidos en el Capítulo 4. Diagnóstico Ambiental-Línea Base)

Teniendo como antecedente que la estructura actual donde se construirán los accesos es en suelo virgen. En la siguiente Figura se explica el diseño propuesto luego de haber estudiado el suelo en el laboratorio se pone a consideración la siguiente propuesta, ya que se tratará de accesos para maniobras de logística y exploración, por lo que no se ve necesario la colocación de carpeta asfáltica.

Figura 4. Estructura Propuesta a colocar para las plataformas y accesos.



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Se tomará en cuenta lo siguiente:

- Realizar el desbroce de los tramos donde se realizarán los accesos y plataformas, de tal forma que queden de la subrasante en el suelo natural de esta manera poder colocar la estructura necesaria.
- Luego de colocada la estructura propuesta se deberá compactarla al 100% del Proctor modificado, de esta forma los accesos y plataformas queden estabilizadas y puedan ser utilizadas para los proyectos propuestos.
- Se recomienda construir las cunetas (0.50 m) a lo largo de los accesos para evitar daños por presencia del agua y socavaciones de la estructura, de esta manera se asegura la durabilidad de estos para el período de diseño asumido.
- Se deberá ubicar alcantarillas y drenajes laterales para evitar empozamiento de aguas las que sean evacuadas a sitios donde no causen daños a los accesos.
- Los taludes deberán tener una relación de 1H a 1.5V; y se deberá trabajar con cunetas de coronación para dirigir las aguas lluvias a las cunetas de los accesos de tal manera que no desestabilicen a los taludes.

Localización, replanteo y nivelación

Se refiere a la ejecución de las operaciones iniciales y permanentes de localización y replanteo y al control planimétrico y altimétrico de estas con base en las coordenadas y cotas indicadas en los planos.

En las labores de replanteo se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Las labores de topografía anteriormente citadas y otras que surjan durante el desarrollo del proyecto deberán ser ejecutadas por personal técnico calificado y con equipo de precisión.
- La localización se realizará ciñéndose en los planos de localización general del proyecto utilizando sistemas de precisión que permitan fijar adecuadamente los puntos topográficos auxiliares.
- El replanteo se hará basándose en los planos de construcción y cartas topográficas del proyecto, referenciando los ejes en forma adecuada para garantizar la fijeza y estabilidad de las marcas.
- El control planimétrico y altimétrico se hará permanentemente con base en mojones y puntos fijados.
- De los trabajos de localización, replanteo y control topográfico se deberán llevar las respectivas cartas de campo.

El replanteo es la ubicación de un proyecto en el terreno, en base a las indicaciones de los planos respectivos, como paso previo a la realización del proyecto.

La primera actividad o etapa pre-constructiva que se ha considerado es el estudio topográfico del área, esta permitirá delimitar el área útil de la plataforma y accesos. El levantamiento de esta información servirá como base para el análisis final del sitio de construcción.

Todos los trabajos de replanteo y nivelación serán realizados con aparatos de precisión tales como Estación Total, Niveles, cintas métricas, etc., y por personal técnico capacitado y experimentado. Se deberán colocar estacas y balizas perfectamente identificadas en la cota y la abscisa correspondiente según los hitos cercanos del IGM.

La maquinaria, los equipos y el personal serán trasladados a la locación por vía terrestre utilizando el escaso sistema vial que existe dentro del Bloque 91 Arazá Este y luego a pie.

Luego de constatar la situación actual, se observó que las plataformas y los accesos en estado natural tienen una capa vegetal aproximada de 0.70 cm tal como se establece en la siguiente Tabla.

Tabla 21. Estado Actual donde se construirán las facilidades.

SITIO	PLATAFOR MA "A"	VÍA ENTRE PLATAFOR MA "B" a PLATAFOR MA "A"	PLATAFOR MA "B"	VÍA ENTRE PLATAFOR MA "B" a PLATAFOR MA "C"	PLATAFOR MA "C"	VÍA B a ARAZÁ 1
Lastrado	No existe	No existe	No existe	No existe	No existe	En un espesor de 80cm
Capa vegetal	En un espesor de 70 cm	En un espesor de 55 cm	En un espesor de 65 cm	En un espesor de 70 cm	En un espesor de 70 cm	No existe
Suelo Natural	CH				MH	CH

CH: Arcillas inorgánicas de alta compresibilidad y plasticidad, arcillas francas;

MH: Limos inorgánicos, limos micáceos o diatomáceos; de alta compresibilidad, de mediana a baja plasticidad, limos elásticos

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Señalización Provisional

Cuando se esté trabajando cerca o sobre los accesos y/o construcción a borde de los accesos, se

deberá mantener día y noche señales adecuadas para proteger a las personas de cualquier accidente y prevenir a los conductores de obstrucciones existentes.

Los diferentes tipos de señales se instalarán antes de la iniciación de las actividades de construcción. Para la aplicación e instalación de señales se utilizarán las señales reflectivas, deberán permanecer en la ubicación adecuada y serán reemplazadas o retocadas cuando por alguna acción se hayan deteriorado y no cumplan con su función.

1.8.3.1.2. FASE DE CONSTRUCCIÓN

Abastecimiento de combustibles y químicos

Se dispondrá de un área de almacenamiento de combustible (diesel) y un área de almacenamiento de químicos (aceites y lubricantes) para el suministro de la maquinaria en el área de apoyo logístico. Esta área estará alejada de cuerpos hídricos). El tanque estará montado sobre un cubeto revestido de geomembrana de alta densidad con capacidad para contener el 110% de su capacidad, de igual manera los químicos estarán almacenados en un cubeto impermeabilizado con capacidad para contener el 110%. En este sitio se dispondrá de las Hojas MSDS de cada producto. Referirse Anexo 1.17. Procedimiento de Abastecimiento de Combustible en Obra. El abastecimiento de combustible hacia el tanque de almacenamiento temporal será mediante tanquero de combustibles, previamente liberado y con los permisos de trabajo respectivos de acuerdo con la actividad que se está desempeñando.

Las especificaciones del tanque es la siguiente:

Capacidad:	2000	Galones
Capacidad:	48	Bls.
Diámetro:	900	mm
Longitud:	3700	mm
Tipo de tapa	Plana	
Material de cuerpo:	A-36	
Material de cabeza	A-36	
Espesor de lámina	6	mm
Espesor de cuerpo	6	mm
Presión de diseño	0,5	oz/in 2
Temperatura de diseño	180	°F
Prueba presión	5	psi
Norma de Construcción	UL - 142	
Protección Catódica	No	
Recubrimiento Interior	No	
Recubrimiento exterior	Sistema Bicapa @ 9 mils.	
Manhole de Techo	20"	
Accesorio de venteo(A)	Bridado WN # 150 6"	
Accesorio de ingreso (B)	Bridado WN # 150 4"	
Accesorio de descarga (C)	Roscado 2"	
Puesta a tierra (D)	Placa 75 x 75 x 6 mm	

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

De acuerdo con la resolución No. ARCERNNR-024/2021 que expide el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, en su Artículo 94 se detalla: Art. 94.- Calibración de tanques de almacenamiento de hidrocarburos y validación de las tablas de calibración. - Previo a la operación de los tanques de almacenamiento, de una capacidad de diseño igual o mayor a noventa (90) barriles; se deberá solicitar con al menos quince (15) días calendario de anticipación, la autorización de uso de tablas de calibración cumpliendo los requisitos establecidos por la Agencia de Regulación y Control.

Se abastecerá el tanque de acero (máx. 3500 galones) mediante un tanquero de combustible cada 3 a 4 días dependiendo de la intensidad del trabajo. La maquinaria se auto abastecerán del tanque de acero. El tanque de acero se reubicará estratégicamente conforme avance la construcción a fin de garantizar el abastecimiento continuo de combustible a la maquinaria. El sitio estará impermeabilizado con geomembrana. El tanque estará bajo cubierta, se realizarán inspecciones periódicas de la hermeticidad del tanque de acero y válvulas de servicio, se dispondrá de material de contingencias y limpieza en caso de presentarse una emergencia por derrame (los materiales mínimos que se tendrán son: Paños absorbentes, absorbente orgánico, palas, picos, sacos de yute, fundas plásticas, EPP), extintor ABC capacidad mínima 10 lb, botiquín de primeros auxilios y se colocará señaléticas de advertencia y seguridad.

Para la etapa de construcción se utilizará el producto químico para curado de concreto:

Producto	Unidad	Identificación	Aplicación
Antisol Blanco/ Antisol Blanco Concentrado	5 gal	Antisol Blanco SIKA	Curado de concreto

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Ver Anexo 1.9. Hojas MSDS de los productos químicos.

Abastecimiento de material pétreo/arena/madera

El material pétreo llegará directamente para su utilización y consumo al sitio de obra. Los materiales de construcción serán transportados por volquetas hacia el sitio de acopio temporal (base de apoyo logístico que se encontrará en el punto de inicio de la facilidad por la cual se comenzará la construcción, de acuerdo con lo programado, se comenzará por el acceso hacia la plataforma B). De acuerdo con el avance de obra se llevará el material pétreo con volquetas hacia el sitio requerido.

Para el abastecimiento de madera, los árboles de diámetro mayor a 20 cm se cortarán en trozos pequeñas y se acumulará en la parte izquierda en donde existirá un área disponible a lo largo de todo el trazado del proyecto, con el fin de utilizarlo en zonas donde se requiera mayor estabilización (este material será colocado dentro del área licenciada). Se tomará en cuenta los Art. 44 y 58 del Acuerdo Ministerial 100-A. No se puede georreferenciar e indicar las áreas donde serán ubicados los restos generados producto del desbroce de vegetación y limpieza de las áreas a intervenir, ya que las mismas se encontrarán en todo el trazado de accesos y plataformas, tal como se especificó en líneas anteriores.

Desbroce, desbosque y limpieza

La siguiente actividad para realizarse es el desbroce de vegetación y limpieza del área en donde se señalará el perímetro de la zona a ser intervenida. El desbroce de vegetación y limpieza para la construcción del proyecto será realizado de forma manual y mecánica.

Para la remoción mecánica de los árboles y el movimiento de suelos, se empleará maquinaria pesada. El destronque del bosque y la tala de árboles se orientarán hacia el interior del área intervenida.

Los árboles de diámetro mayor a 20 cm se cortarán en trozos pequeñas y se acumulará en la parte izquierda en donde existirá un área disponible a lo largo de todo el trazado del proyecto, con el fin de utilizarlo en zonas donde se requiera mayor estabilización (este material será colocado dentro del área licenciada). Se tomará en cuenta los Art. 44 y 58 del Acuerdo Ministerial 100-A. No se puede georreferenciar e indicar las áreas donde serán ubicados los restos generados producto del desbroce de vegetación y limpieza de las áreas a intervenir, ya que las mismas se encontrarán en todo el trazado de accesos y plataformas, tal como se especificó en líneas anteriores.

Art. 44.- Gestión Integral de residuos o desechos sólidos no peligrosos. – Son obligaciones de los operadores para el manejo de residuos o desechos sólidos no peligrosos en todas sus fases, sin

perjuicio de aquellas contenidas en las normas específicas.

Art. 58.- Normas operativas para las obras civiles. - El Operador cumplirá obligatoriamente con lo siguiente: 1. Lineamientos generales: b. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.

El área total de desbroce se presenta a continuación:

Tabla 22. Área de Intervención de las plataformas y accesos

Facilidad	Área de intervención Ancho * Longitud	Estatus	Superficie Total de intervención (Ha)
Límite del Bloque a Plataforma B	5 m * 1432.944 m	Desbroce y construcción	0.7164
Acceso Plataforma B a Plataforma C	5 m*2370.931 m	Desbroce y construcción	1.1854
Acceso Plataforma B a Plataforma A	5 m*4103.995 m	Desbroce y Construcción	2.0519
Plataforma A		Desbroce y Construcción	1.49945
Plataforma B		Desbroce y Construcción	1.49939
Plataforma C		Desbroce y Construcción	1.49971

Fuente: Procapcon, 2022

Es importante acotar que las áreas de desbroce corresponden a las mismas áreas de muestreo tal como se puede evidenciar en los mapas correspondientes de Muestreo Físico. Mapa No 13 Muestreo de Suelo, Mapa No 13a. Muestreo de Suelos Plataforma A, Mapa No 13b. Muestreo de Suelos Plataforma B, Mapa No 13c Muestreo de Suelos Plataforma C. Mapa 13d. Mapa de Sondeos Eléctricos Verticales. Mapa No. 14a Muestreo Agua Plataforma A, Mapa No. 14b Muestreo Agua Plataforma B, Mapa No 14c. Muestreo Agua Plataforma C, Mapa No. 15 Muestreo Ruido, Mapa No 16. Muestreo Calidad de Aire, Biótico Mapa No 17. Muestreo Flora, No 18 Muestreo Mamíferos, No 19 Muestreo Aves. No 20. Muestreo Anfibios y reptiles, Mapa No 21. Muestreo Peces, No 22. Muestreo Insectos, No 23 Muestreo Macroinvertebrados, Mapa No 28a. Influencia Social Directa, Mapa 28b. Infraestructura Comunitaria. Mapa 29. Influencia Social Indirecta y Mapa No. 24 Muestreo Arqueológico, con la implantación del proyecto. (Referirse al Anexo A del Capítulo 4. Diagnóstico Ambiental)

La limpieza consistirá en el retiro de todos los materiales provenientes del desmonte o retiro de cualquier estructura o elemento que impida llevar a cabo los trabajos.

El desmonte y limpieza deberán efectuarse en todas las áreas que vayan a ser ocupadas por la plataforma o facilidades asociadas, tomando como límites el borde inferior de los terraplenes y/o los bordes superiores de las excavaciones sin superar el área efectiva de operaciones de cada plataforma y accesos.

Descapote y Disposición del Material

Comprende los trabajos de excavación para retirar en su totalidad la capa vegetal y suelo orgánico que se encuentren en las áreas del proyecto, para luego disponer estos materiales en el borde de las plataformas y accesos para incorporar este material como parte del proceso de reconformación.

Los trabajos de descapote consisten en el conjunto de operaciones para excavar, remover, cargar y disponer la capa vegetal y el suelo orgánico. El descapote se iniciará una vez que los trabajos de desmonte y limpieza se encuentren finalizados y aceptados por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A en el sitio a descapotar.

Cuando se halle pastos en la zona de descapote, se deberá proceder a su remoción, en forma tal que se puedan reutilizar como revestimientos de cobertura vegetal en los lugares indicados en los planos de diseño o en los lugares que PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A tengan previstos.

La profundidad del descapote será la indicada en los planos de construcción, evitando que el material de descapote se contamine con material estéril. La construcción inicia con la localización, replanteo y demarcación del área, por el personal de topografía, actividad que se realizará con estación total topográfica y niveles de precisión; demarcada el área con estacas, se realiza el descapote en todas las áreas de plataformas y accesos.

Esta actividad corresponde a la limpieza del terreno y desmonte necesario de las áreas cubiertas por vegetación, de manera que el área quede libre de toda cobertura. Comprende además la excavación y retiro de la capa orgánica o de desechos existentes en el terreno, no apto para la construcción de estructuras, normalmente el descapote será de 0,20 m o según lo estipulado en los estudios y diseños.

El trabajo se lleva a cabo con motoniveladora, bulldozer y/o retroexcavadora, dependiendo de las características del terreno y del tipo de material vegetal a remover. El material resultante se acordará convenientemente para utilizarlo posteriormente en labores de reconfiguración. El material de descapote será utilizado para la conformación y protección de taludes expuestos por construcción y relleno para paisajismo.

Excavación y Movimiento de Tierras

El descapote se ejecutará con maquinaria convencional de construcción, como motoniveladora, bulldozer o retroexcavadoras. La extracción de material vegetal con suelo orgánico, cuando sea factible, se efectuará en forma manual procurando obtener recuadros de césped con el mayor espesor de suelo orgánico posible.

Posteriormente se continuará con las actividades de movimiento de tierras, corte, relleno y taludes. Se realizará el movimiento de tierras procurando que el volumen a removerse sea mínimo. Luego se realizarán las respectivas actividades de relleno y compactación, hasta poder regular la superficie y alcanzar un mínimo del 95% del Proctor estándar.

Los materiales producto de la excavación serán dispuestos temporalmente a los lados de las excavaciones, pero en tal forma que no dificulte la realización de los trabajos. Se prohibirá la realización de las excavaciones en tiempo lluvioso y durante la noche.

Los rellenos serán realizados con el material obtenido de los cortes para conformar áreas restantes, se procederá realizando un relleno con material que esté libre de troncos, ramas y cualquier material orgánico. Se utilizará la maquinaria adecuada para esta labor como tractores, rodillo pata de cabra, se nivelará y dará un terminado del relleno con rodillo liso, desde luego considerando las gradientes transversales necesarias.

Se realizarán adicionalmente las excavaciones para las cunetas perimetrales que tendrán las plataformas y los accesos.

Los materiales provenientes de la excavación en el movimiento de tierras, desbroce, desbosque y limpieza serán acomodados conformando las plataformas y accesos a continuación del área de trabajo.

Es importante acotar que no será necesaria la implementación de áreas adicionales de préstamo (escombreras), ya que todo el material que salga de los cortes en los movimientos de tierras será integrado en los rellenos estructurales que requieren los accesos y las plataformas, es decir es un diseño compensado entre corte y relleno, por lo tanto, se utilizará únicamente el área que será permitida. Referirse Ítem 1.8.3.26. Cantidad de Obra por facilidades.

En la Tabla 19 expuesta en líneas anteriores se especifica la Maquinaria pesada y liviana que se requerirá para el proyecto.

Relleno Mecánico Compactado al 95 % del Próctor Modificado

Esta especificación establece las normas para la disposición de materiales compactados para el terraplén de las áreas de las plataformas y accesos, rellenos alrededor de estructuras y terraplenes en los sitios fijados por los diseños.

Dentro de estos trabajos están incluidos: la construcción de terraplenes, rellenos, preparación del terreno de cimentación, retiro de los sobre tamaños o materiales objetables, control de compactación y manejo de los materiales.

Para la ejecución de los rellenos y terraplenes se utilizará materiales seleccionados provenientes de las excavaciones, los cuales deben estar libres de basuras, materia orgánica, raíces, escorias y piedras de diámetros mayor a 20 cm.

Clasificación

- Rellenos, se refiere a todos los trabajos de relleno estructural con material seleccionado para el confinamiento de estructuras de concreto, alcantarillas, etc., especificados en los planos.
- Terraplenes, son aquellos que se realizan con el objeto de modificar la topografía del área conformando terrazas y taludes, en este ítem se incluyen los accesos y el área de los pozos de perforación.
- Otros rellenos, corresponde a los trabajos ejecutados para rellenar las brechas realizadas para la ejecución de zanjas, cárcavas y trinchos.

Acarreo de subbase granular

Se trasladará el material subbase granular desde la Mina más cercana (el permiso de explotación otorgado por el Ministerio del Ambiente lo entregará la contratista que realizará la construcción) Anexo 1.3. Permiso de Mina cercana al Bloque 91 Arazá Este, hasta el sitio en donde se encuentra ubicado el proyecto. Se entenderá por subbase granular a la capa que se construye con materiales seleccionados, la cual se utiliza para prevenir deformaciones de la subrasante.

Tabla 23. Mina cercana al Bloque Arazá Este

No.	Mina	Sector	Parroquia	Cantón	Documentos Habilitantes
1	La Poza	Poza Honda	Tarapoa	Cuyabeno	SI

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Los procedimientos y equipos de clasificación y mezcla, así como el sistema de almacenamiento, deben permitir el suministro de un producto de características uniformes.

El material de crudo de río se utilizará como capa granular, el cual es extraído de la fuente de materiales y se debe colocar sobre la subrasante de los accesos y de las plataformas, de acuerdo con los alineamientos pendientes y dimensiones indicados en los planos del proyecto.

La capa de crudo de río deberá ser compactada al 95% del ensayo de Proctor modificado, ensayo que se encuentra reglamentado por la norma Especificaciones Generales para la construcción de caminos y puentes, Norma Ecuatoriana Vial NEVI-12-MTOP.

Por tratarse de una estructura de soporte de tráfico y plataforma de carácter temporal y de características económicas, esta capa no tendrá requerimientos de granulometría específicos.

El material crudo de río para la capa de rodadura tanto para los accesos como para las plataformas no se descargará hasta que se compruebe que la superficie sobre la cual se va a apoyar tenga la densidad apropiada y las cotas indicadas en los planos. Todas las irregularidades

que excedan las tolerancias admitidas en la especificación respectiva deberán ser corregidas de acuerdo con lo establecido en ella.

El material se dispondrá en un cordón de sección uniforme, donde será verificada su homogeneidad. Una vez extendida la capa, se procederá a su humedecimiento mediante un tanquero o secamiento al ambiente, si es necesario.

Las determinaciones de la densidad de la capa compactada se realizarán a razón de cuando menos una vez por cada 250 m². Los sitios para las mediciones se elegirán al azar.

La compactación se efectuará longitudinalmente, comenzando por los bordes exteriores y avanzando hacia el centro, traslapando en cada recorrido un ancho no menor de un tercio del ancho del rodillo compactador. En las zonas peraltadas, la compactación se hará del borde inferior al superior.

No se extenderá ninguna capa de material, mientras no se haya realizado la nivelación y comprobación del grado de compactación de la capa precedente, para esta actividad se utilizará los siguientes métodos:

- Método del Cono y Arena, según AASHTO 191-61. Se utilizará también el Penetrómetro de cono dinámico
- Método Volumétrico, según AASHTO 206-64.
- Método Densímetro nuclear debidamente calibrado, se utilizará el densímetro nuclear, el cual es un equipo de medición que emite radiación ionizante, utilizado para la etapa de construcción para medir la densidad y humedad del suelo, su funcionamiento se basa en la emisión de rayos gama, por lo que su transporte y manejo se debe realizar con precaución para evitar accidentes.

Todos los trabajos de clasificación de crudo de río deberán ejecutarse en el sitio de explotación o elaboración, el retiro de los sobre tamaños existentes se debe realizar en obra.

La colocación de material de crudo de río solo se llevará a cabo cuando no haya lluvia.

Conformación de la subrasante

Para la ejecución de este trabajo se requiere que se hayan realizado los cortes y rellenos requeridos.

Geotextil

Las propiedades requeridas del geotextil para estabilización deben estar en función de la gradación del material granular, de las condiciones geomecánicas del suelo de la subrasante de las cargas impuestas durante la ejecución de los trabajos, permitiendo en todo momento el libre paso del agua. Se emplearán geotextiles Tejidos o No Tejidos elaborados a partir de polímeros sintéticos de cadena larga, compuestos con un porcentaje mínimo del 95% en peso de poliolefinas o poliéster. El geotextil para utilizar deberá cumplir con las propiedades mecánicas e hidráulicas que se presentan a continuación:

✓ Requerimientos de propiedades mecánicas

Las propiedades de resistencia de los geotextiles dependen de los requerimientos de supervivencia y de las condiciones y procedimientos de instalación. Estas propiedades corresponden a condiciones normales de instalación.

✓ Requerimientos de propiedades hidráulicas y de filtración

Tabla 24. Propiedades hidráulicas y de filtración

PROPIEDAD	VALOR MÍNIMO PROMEDIO POR ROLLO
Permitividad	0.05 S ⁻¹
Tamaño de Abertura Aparente	0.43 mm
Estabilidad Ultravioleta	50% después de 500 h de exposición

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Adicionalmente estos valores se ajustarán a la especificación técnica proporcionadas por el fabricante, además que estas deberán cumplir con las normas de calidad establecidas en nuestro país.

Para considerar que la función de estabilización se dé por parte del geotextil, el suelo de subrasante deberá presentar las condiciones técnicas referidas en líneas anteriores.

Se dispondrá de los equipos necesarios para colocar el geotextil correctamente y el requerido para cargar, transportar, colocar y compactar el material granular. El geotextil se deberá extender en la dirección de avance de la construcción, directamente sobre la superficie preparada, sin arrugas o dobleces. Si es necesario colocar rollos adyacentes de geotextil, éstos se deberán traslapar o unir mediante la realización de costura. El mínimo traslapo deberá ser de sesenta centímetros (0.60 m) y dependerá tanto del CBR de la subrasante como del tráfico que habrá a circular sobre el área durante la construcción. No se permitirá de alguna manera que el geotextil quede expuesto.

El material de relleno se descargará en las áreas ya aperturadas, es decir no se utilizarán áreas adicionales, luego el mismo se esparcirá sobre el geotextil, empleando un método que no dé lugar a daños en el geotextil. No se permitirá el tránsito de maquinaria sobre el geotextil hasta que se conforme la primera capa de material de relleno compactado. No se permitirá el giro de maquinaria sobre la primera capa de material granular.

El material de relleno se compactará con el equipo adecuado, para lograr el grado de compactación exigido del material, antes de dar paso a las actividades sobre las plataformas y accesos. Para esta actividad se utilizará los siguientes métodos:

- Método del Cono y Arena, según AASHTO 191-61. Se utilizará también el Penetrómetro de cono dinámico
- Método Volumétrico, según AASHTO 206-64.
- Método Densímetro nuclear debidamente calibrado, se utilizará el densímetro nuclear, el cual es un equipo de medición que emite radiación ionizante, utilizado para la etapa de construcción para medir la densidad y humedad del suelo, su funcionamiento se basa en la emisión de rayos gama, por lo que su transporte y manejo se debe realizar con precaución para evitar accidentes.

1.8.3.1.2.1. ESPECIFICACIONES PARA PLATAFORMAS

Construcción de Obras de Drenaje y Geotecnia

Aguas lluvias o de escorrentía del área de taladro y trabajo en cada plataforma: aguas producidas como consecuencia del lavado de equipos y aguas lluvias de escorrentía que se recogen a través del sistema de canales perimetrales al área de perforación, así como de todas aquellas instalaciones donde existe el riesgo de derrames, fugas o escapes de productos químicos, lubricantes y/o combustibles; estas aguas son llevadas a una trampa de grasa para una sedimentación primaria y remoción de la película de aceite proveniente del mantenimiento de equipos; de allí estas aguas se integrarán al manejo de las aguas residuales industriales del pozo. Las aguas lluvia no contaminadas son aquellas que no tienen contacto con sustancias tóxicas, estas son recolectadas mediante un sistema de canales perimetrales, el tratamiento es primario y consiste en un desarenador construido al final de las cunetas que permitirá reducir el contenido de sólidos de estas aguas, para posteriormente ser dirigidas al medio. Se considerarán cunetas con geomembrana de alta densidad HDPE.

Foto 6. Proceso de Construcción de cunetas de geomembrana

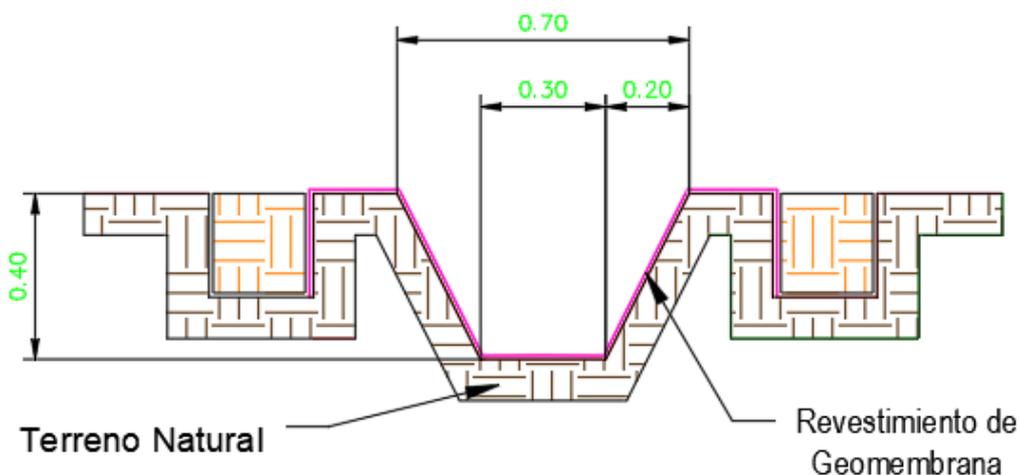


Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Construcción de Cunetas Perimetrales

Corresponden a las cunetas que recogen las aguas lluvias no contaminadas; se proyecta construir: cunetas de geomembrana de alta densidad HDPE para recoger las aguas lluvias en todo el perímetro de cada plataforma.

Figura 5. Diseño propuesto para cunetas perimetrales de geomembrana

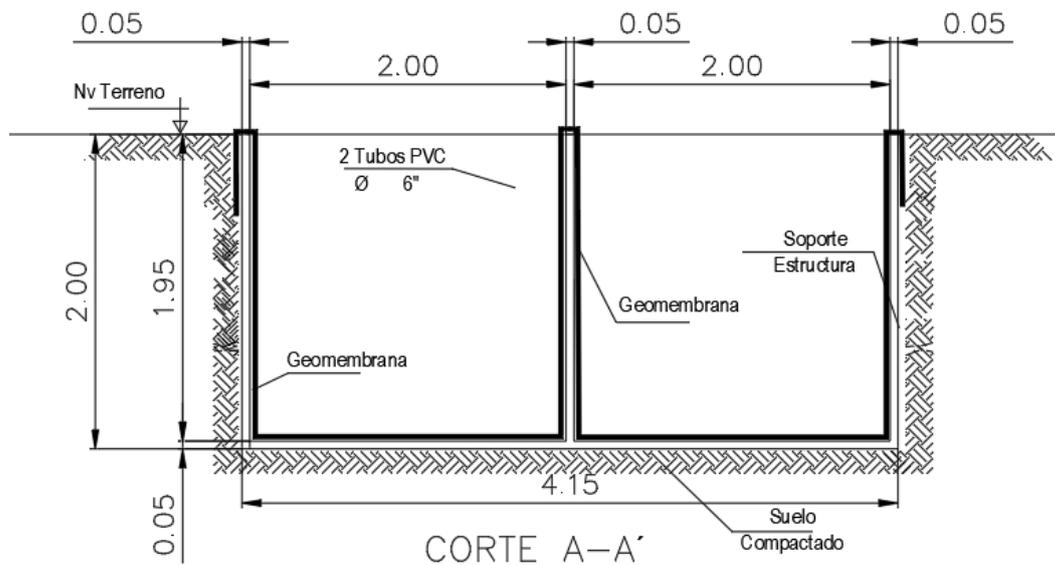


Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Trampa de grasas API

La trampa de grasas API y el desarenador estarán revestidos e impermeabilizados con geomembrana de alta densidad HDPE con una reja metálica de platina 2" x 1/8", Angulo de 1-1/2" x 3/16" y varilla de 1/2" que incluye un sistema de válvulas de cierre rápido GATEX o similar.

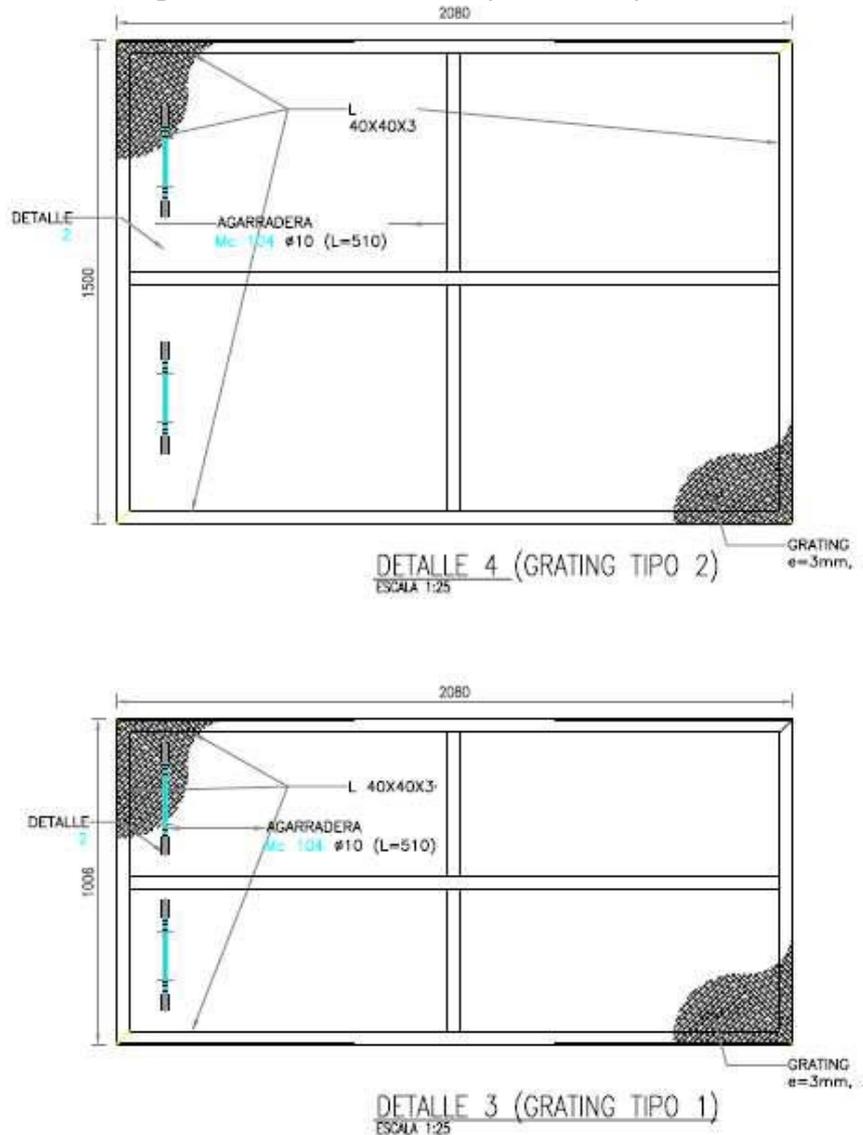
Figura 6. Diseño de Trampa de Grasa API y desarenador



ESCALA: _____ 1:25

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022.

Figura 7. Detalles de cubierta para la Trampa de Grasas API



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

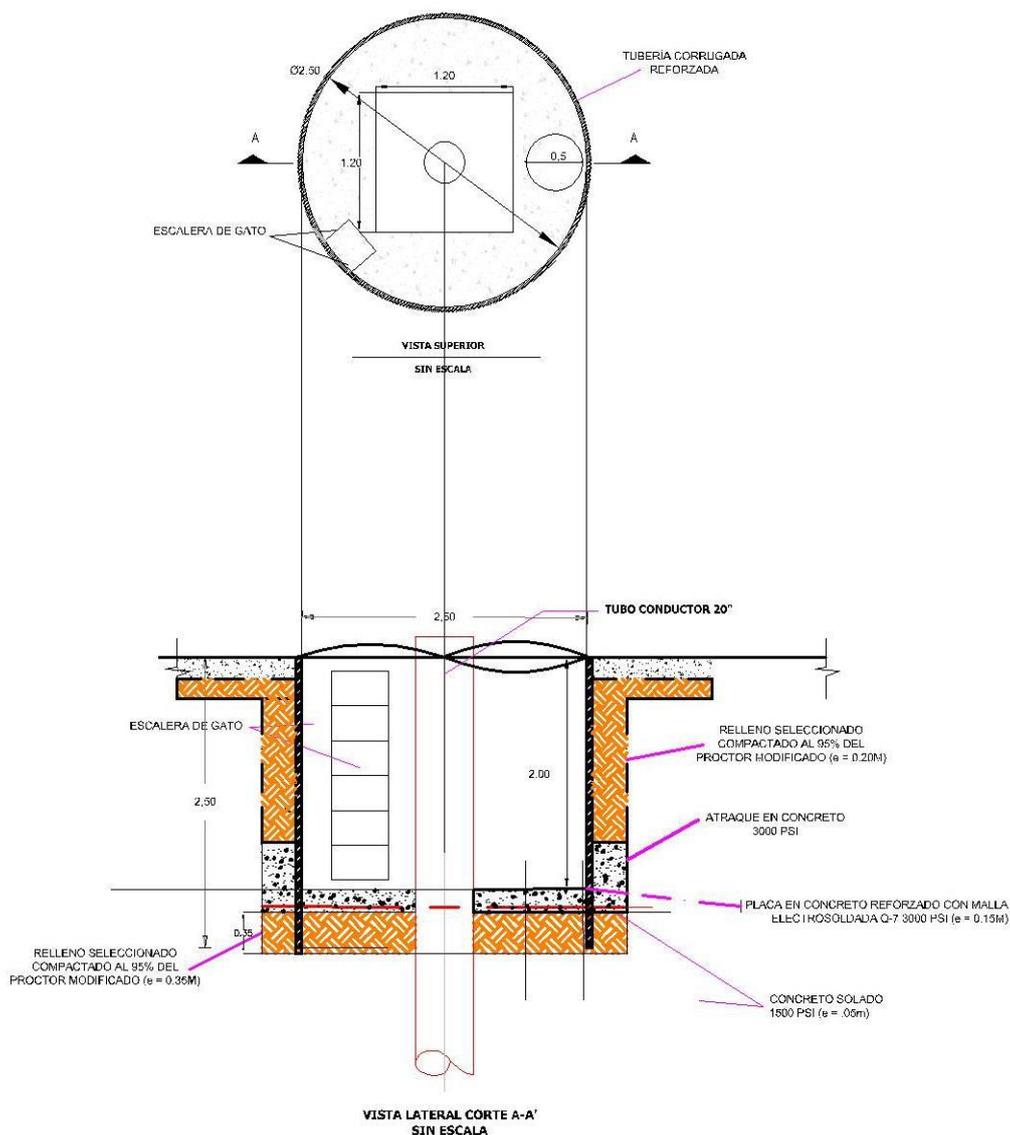
Placa de Taladro

Se refiere a la placa del piso que se construirá en la explanación y que soportará el taladro de perforación, se hará en concreto con una resistencia a la compresión $f'_{c} = 3.000$ psi. Para mejorar la manejabilidad de la mezcla, el concreto llevará un plastificante. El espesor será de 0.25 m. El refuerzo de acero será doble malla tipo Q7, la cual se colocará en la cara superior e inferior de la placa, apoyadas sobre panelas en mortero del tamaño y forma, con sus correspondientes separadores de malla. Para el curado del concreto se podrá utilizar un producto tipo antisol.

Contrapozos

Se proyecta la construcción de contrapozos en tubería corrugada reforzada, con un diámetro de 2.50 m y una profundidad de 2 m, esta tubería se instalará sobre una placa en concreto con una resistencia de 3.000 PSI y un espesor de 0.15 m, el refuerzo consistirá en malla electrosoldada tipo Q7. Para el curado del concreto se utilizará un producto tipo antisol.

Figura 8. Diseño de contrapozo
 DETALLES CONTRAPOZO EN TUBERÍA CORRUGADA (SIN ESCALA)
 (SIN ESCALA)

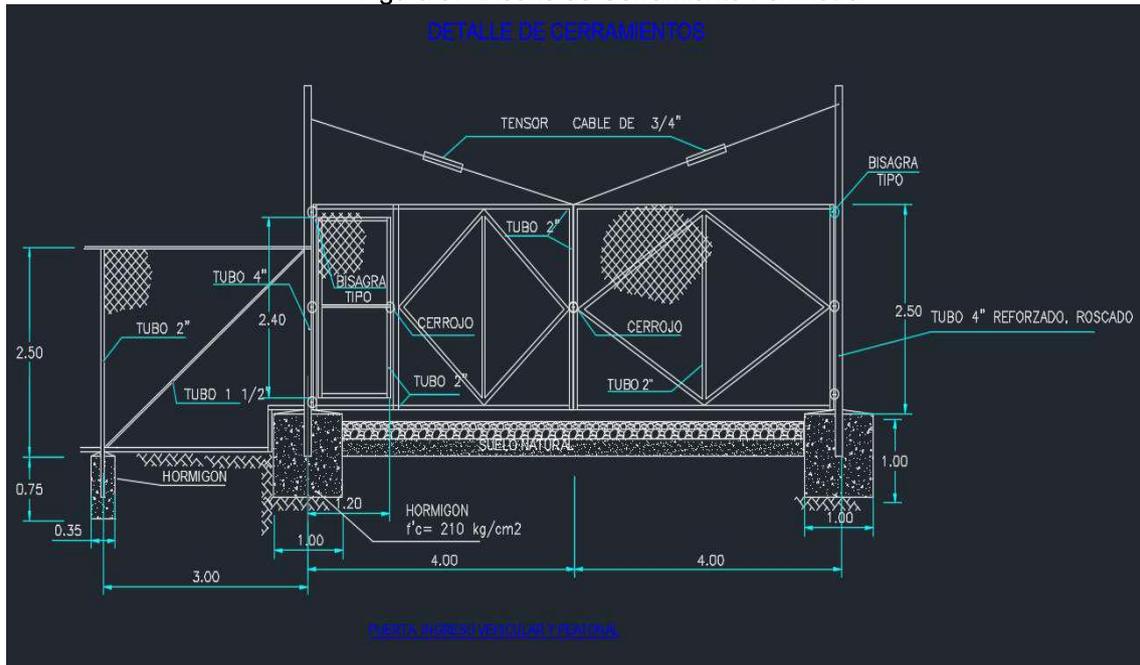


Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Cerramiento Perimetral

El cerramiento perimetral constará de malla galvanizada, incluye puerta vehicular y 2 puertas peatonales. Una estará junto la puerta vehicular y la otra puerta será de emergencia y estará colocada al otro lado de cada plataforma, como indica el diseño.

Figura 9. Diseño de Cerramiento Perimetral



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022.

Foto 7. Ejemplo de Cerramiento perimetral



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022.

Foto 8. Ejemplo de instalación de puerta vehicular del cerramiento perimetral



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Iluminación Perimetral

Para el diseño del sistema de iluminación perimetral de las plataformas se realizará de acuerdo con los estándares y normas locales e Internacionales.

Como parte del alcance se realizará la simulación de iluminación exterior en las plataformas. Se calcularán los niveles de iluminación externa utilizando el programa "DIALux". Se determinará si los valores obtenidos de la simulación cumplen con las bases de diseño eléctricos y estándares nacionales e internacionales.

El diseño se sujeta a lo estipulado en normas y estándares internacionales detalladas a continuación:

- API. - American Petroleum Institute. 540 "Electrical Installations in Petroleum Processing."
- ASTM. - American Society for Testing and Materials. A123 Standard.
- Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products.
- UL. - Underwriters Laboratories Inc. 844 Electric Lighting Fixtures for Use in Hazardous (Classified) Locations.

Los niveles de iluminación recomendados están basados en la norma API 540 (American Petroleum Institute), tabla 4 (Illuminances Currently Recommended for Petroleum, Chemical and Petrochemical Plants), áreas de bombas (50 lux) y área exterior general (20 lux).

Para el factor de pérdida de luz se toma en cuenta dos aspectos: la disminución del flujo luminoso de la lámpara y la suciedad acumulada en la luminaria, lámpara o reflector.

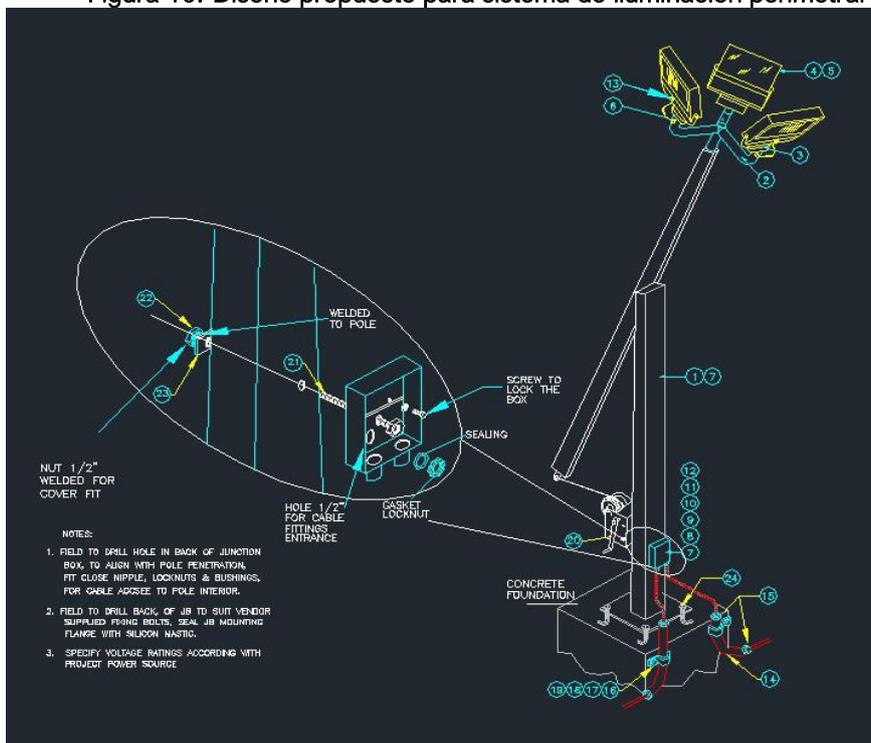
La siguiente tabla muestra un sugerido total de los factores de pérdida de luz de acuerdo con la fuente de luz y las condiciones de funcionamiento. (Otros factores que pueden afectar a la pérdida de luz, como la tensión de luminarias, la temperatura ambiente (fluorescente) y las características de funcionamiento del balastro, también deben ser tomadas en cuenta.).

Tabla 25. Factores de perdida de luz en condiciones de operación

Sugerido Total De Los Factores De Pérdida De Luz			
Condiciones De Operación			
Lámparas y Luminarias	Ambiente Limpio	Ambiente Promedio	Ambiente Sucio
	Aire limpio, libre de humo y polvo, luminarias que son programadas para ser limpiadas frecuentemente, y lámparas que remplazadas sistemáticamente.	Condiciones atmosféricas menos favorables, luminarias limpiadas a intervalos mas o menos frecuentes, y lámparas que solo se reemplazan después de quemarse.	Locaciones y áreas de trabajo bastante sucias, y mantenimiento de las luminarias poco frecuente.
Incandecente	.74	.69	.64
Mercurio	.82	.76	.70
Halogenuros metálicos	.64	.59	.55
Alta Presión de Sodio	.77	.67	.57
Fluorescentes	.71	.66	.61

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Figura 10. Diseño propuesto para sistema de iluminación perimetral



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Cantidades de Obra por facilidades

Las cantidades de obra por facilidades es la siguiente:

Tabla 26. Cantidades de Obra Plataforma A

2	EJECUCIÓN		
2.1	Desbroce y limpieza	ha	1,4994
2.2	remocion de capa vegetal (aprox e=40cm)	m3	5.998
2.3	Excavacion	m3	70.584
2.4	relleno compactado	m3	1.139
2.5	Instalación de empalizado	m2	100
2.6	Conformación de Sub drenes Tipo I	m	200
2.7	Conformación de Sub drenes Tipo II	unidad	2
2.8	Cunetas de coronación con geomembrana 30 mils	m	140
2.9	Suministro e instalación de geotextil Tipo NT 1600 o similar	m2	12097
2.1	Suministro e instalación de geomalla Biaxial Tipo Tensar BX1100 similar	m2	12097
2.11	transporte de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3/km	77421
2.12	Suministro de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3	4839
2.13	Instalación de material petreo tipo lastre natural clasificado e=40cm	m3	4839
2.14	Cerramiento perimetral	m	514
2.15	Puerta de acceso vehicular, incluye puerta peatonal.	unidad	1
2.16	Puerta peatonal para cerramiento perimetral	unidad	2
2.17	Cunetas de Geomembrana	m	590
2.18	Construcción de Trampa de grasa incluye desarenador	unidad	2
2.19	Suministro e instalación de liner HDPE 40mils termosellado para 4 pits de lodos cap. 1.200m3 c/u (procura e instalacion)	m2	3953
2.20	Sistema de iluminación perimetral (procura e instalacion)	unidad	1
2.21	Cimentación Patines de Taladro	m3	126
2.22	Contrapozos	unidad	3

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Tabla 27. Cantidades de Obra Plataforma B

2	EJECUCIÓN		
2.1	Desbroce y limpieza	ha	1,4995
2.2	remocion de capa vegetal (aprox e=40cm)	m3	5.998
2.3	Excavacion	m3	47.606
2.4	relleno compactado	m3	3.699
2.5	Instalación de empalizado	m2	100
2.6	Conformación de Sub drenes Tipo I	m	200
2.7	Conformación de Sub drenes Tipo II	unidad	2
2.8	Cunetas de coronación con geomembrana 30 mils	m	0
2.9	Suministro e instalación de geotextil Tipo NT 1600 o similar	m2	12045
2.1	Suministro e instalación de geomalla Biaxial Tipo Tensar BX1100 similar	m2	12045
2.11	transporte de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3/km	77090
2.12	Suministro de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3	4818
2.13	Instalación de material petreo tipo lastre natural clasificado e=40cm	m3	4818
2.14	Cerramiento perimetral	m	518
2.15	Puerta de acceso vehicular, incluye puerta peatonal.	unidad	1
2.16	Puerta peatonal para cerramiento perimetral	unidad	2
2.17	Cunetas de Geomembrana	m	594
2.18	Construcción de Trampa de grasa incluye desarenador	unidad	2
2.19	Suministro e instalación de liner HDPE 40mils termosellado para 4 pits de lodos cap. 1.200m3 c/u (procura e instalacion)	m2	3953
2.20	Sistema de iluminacion perimetral (procura e instalacion)	unidad	1
2.21	Cimentación Patines de Taladro	m3	126
2.22	Contrapozos	unidad	3

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Tabla 28. Cantidades de Obra Plataforma C

2	EJECUCIÓN		
2.1	Desbroce y limpieza	ha	1,4998
2.2	remocion de capa vegetal (aprox e=40cm)	m3	5.999
2.3	Excavacion	m3	64.548
2.4	relleno compactado	m3	18.237
2.5	Instalación de empalizado	m2	100
2.6	Conformación de Sub drenes Tipo I	m	200
2.7	Conformación de Sub drenes Tipo II	unidad	2
2.8	Cunetas de coronación con geomembrana 30 mils	m	16
2.9	Suministro e instalación de geotextil Tipo NT 1600 o similar	m2	11755
2.1	Suministro e instalación de geomalla Biaxial Tipo Tensar BX1100 similar	m2	11755
2.11	transporte de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3/km	75232
2.12	Suministro de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3	4702
2.13	Instalación de material petreo tipo lastre natural clasificado e=40cm	m3	4702
2.14	Cerramiento perimetral	m	566
2.15	Puerta de acceso vehicular, incluye puerta peatonal.	unidad	1
2.16	Puerta peatonal para cerramiento perimetral	unidad	2
2.17	Cunetas de Geomembrana	m	610
2.18	Construcción de Trampa de grasa incluye desarenador	unidad	2
2.19	Suministro e instalación de liner HDPE 40mils termosellado para 4 pits de lodos cap. 1.200m3 c/u (procura e instalacion)	m2	3953
2.20	Sistema de iluminacion perimetral (procura e instalacion)	unidad	1
2.21	Cimentación Patines de Taladro	m3	126
2.22	Contrapozos	unidad	3

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

1.8.3.1.2.2. ESPECIFICACIONES PARA ACCESOS

Diseño conceptual, trazado, construcción de accesos

Se partirá de la premisa establecida en el Art. 53 del Acuerdo Ministerial 100-A en donde se establece que:

2. Para la construcción de plataformas en zonas no consideradas en el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, el operador podrá abrir vías o accesos de hasta 5 metros de ancho de capa de rodadura si el proyecto lo requiere.

Capítulo VI. Obras Civiles Art. 58.- Normas operativas para las obras civiles. – PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A cumplirá obligatoriamente con lo siguiente:

1. Lineamientos generales:

- La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.
- Cuando las obras civiles se vayan a realizar en áreas donde existan bosques o relictos boscosos, en el Estudio de Impacto, se incluirá mecanismos para precautelar la flora y fauna de acuerdo con su sensibilidad y estado de conservación, priorizando su rescate.
- Excavación, corte y relleno de vías cumplirá con lo siguiente:

a. El ancho de la calzada será en promedio 5 metros. Cada 500 metros se tendrá un sobreebancho adicional de rodadura de máximo 5 metros para facilitar el cruce de los vehículos; en casos justificados por la topografía del terreno y seguridad de tráfico, los sobreebanchos podrán ubicarse a menor distancia.

b. Para la construcción de estructuras menores como alcantarillas para cruces de agua y agua lluvia, cunetas laterales a lo largo de todos los accesos tratamiento de taludes, construcción de cunetas de coronación y conformación de terrazas en los taludes altos, se adoptarán las debidas medidas técnicas a fin de obtener un adecuado funcionamiento de los accesos y precautelar las condiciones ambientales.

c.- La infraestructura se incluirá como parte del área reportada para el desbroce y obra básica.

d. Se prohíbe regar petróleo en la superficie de los accesos, para así evitar la contaminación.

Las Alcantarillas:

a. Las dimensiones de las alcantarillas deberán tener el mayor diámetro posible y que la estructura de relleno lo permita, de esta forma además de su funcionamiento hidráulico permitirá el paso de fauna por la parte inferior de los rellenos. En todo relleno mayor a 1,2 m se deberán implementar alcantarillas para el paso de la fauna, en las áreas donde la caracterización ambiental defina dicho requerimiento.

b. Periódicamente deberá realizarse el mantenimiento a las alcantarillas, incluyendo limpieza de sedimentos y material vegetal, que pudiera causar represamientos.

c. Controlar la erosión a la entrada y salida de las alcantarillas, mediante la construcción de estructuras apropiadas.

d. Las alcantarillas deberán instalarse considerando el caudal, cauce y pendiente natural, a fin de disminuir la erosión y la incorporación de sedimentos a cuerpos de agua.

Cunetas:

a. Las cunetas serán construidas con pendiente que facilite la circulación y evacuación del agua lluvia.

b. Realizar periódicamente su limpieza y mantenimiento a fin de evitar su deterioro y controlar la libre circulación del agua lluvia.

Taludes:

a. Se deberán estabilizar los taludes a fin de minimizar la acción erosiva originada por el impacto del agua lluvia sobre el material. En caso de revegetación de taludes, el seguimiento a la

revegetación será responsabilidad de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

b. Cuando sea técnicamente recomendable, se deberá construir y dar mantenimiento a cunetas de coronación para recoger la escorrentía superficial y encauzarla hacia su disposición final y así evitar su circulación y evacuación por la superficie del talud.

d.- Todos los accesos que sean construidos y utilizados exclusivamente por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A deberán ser señalizadas de acuerdo con las leyes de tránsito vigentes en el Ecuador y/o demás Normas adoptados por cada compañía.

2. Normas de Diseño

Se adopta como normas de diseño las que tiene vigente el Ministerio de Obras Publicas MTOP para estudio de carreteras y el manual de diseño, para vías rurales de 2 carriles y como complemento se consultaron diversas normas internacionales aplicables a nuestro medio y en experiencias que se tienen en el país. Teniendo como base el estudio de suelos y el tipo de relieve existente. La velocidad de diseño mínima adoptada es de 30 km/h que corresponde a la de este tipo de caminos respetando tanto los radios de curvatura como su pendiente longitudinal, parámetros válidos para determinar la velocidad de diseño.

El siguiente cuadro presenta las normas de diseño recomendada por el MTOP, los valores limites se utilizaron en muy pocas oportunidades, adoptándose en aquellos sectores en que las condiciones topográficas así lo exigieren.

Figura 11. Valores de diseño recomendados para carreteras de 2 carriles y caminos vecinales.

NORMAS	CLASE I 3 000 – 8 000 TPDA ⁽¹⁾						CLASE II 1 000 - 3 000 TPDA ⁽¹⁾						CLASE III 300 – 1 000 TPDA ⁽¹⁾						CLASE IV 100 – 300 TPDA ⁽¹⁾						CLASE V MENOS DE 100 TPDA ⁽¹⁾							
	RECOMENDABLE			ABSOLUTA			RECOMENDABLE			ABSOLUTA			RECOMENDABLE			ABSOLUTA			RECOMENDABLE			ABSOLUTA			RECOMENDABLE			ABSOLUTA				
	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O	M	LL	O
Velocidad de diseño (K.P.H.)	110	100	80	100	80	60	100	90	70	90	80	50	90	80	60	80	60	40	80	60	50	60	35	25 ⁽³⁾	60	50	40	50	35	25 ⁽³⁾		
Radio mínimo de curvas horizontales (m)	430	350	210	350	210	110	350	275	160	275	210	75	275	210	110	210	110	42	210	110	75	110	30	20	110	75	42	75	30	20 ⁽³⁾		
Distancia de visibilidad para parada (m)	180	160	110	160	110	70	160	135	90	135	110	55	135	110	70	110	70	40	110	70	55	70	35	25	70	55	40	55	35	25		
Distancia de visibilidad para rebasamiento (m)	830	690	565	690	565	415	690	640	490	640	565	345	640	565	415	565	415	270	480	290	210	290	150	110	290	210	150	210	150	110		
Peralte	MÁXIMO = 10%												10% (Para V > 50 K.P.H.) 8% (Para V < 50 K.P.H.)																			
Coefficiente "K" para: ⁽²⁾																																
Curvas verticales convexas (m)	80	60	28	60	28	12	60	43	19	43	28	7	43	28	12	28	12	4	28	12	7	12	3	2	12	7	4	7	3	2		
Curvas verticales cóncavas (m)	43	38	24	38	24	13	38	31	19	31	24	10	31	24	13	24	13	6	24	13	10	13	5	3	13	10	6	10	5	3		
Gradiente longitudinal ⁽³⁾ máxima (%)	3	4	6	3	5	7	3	4	7	4	6	8	4	6	7	6	7	9	5	6	8	6	8	12	5	6	8	6	8	14		
Gradiente longitudinal ⁽⁴⁾ mínima (%)	0,5%																															
Ancho de pavimento (m)	7,3			7,3			7,0			6,70			6,70			6,00			6,00						4,00 ⁽⁵⁾							
Clase de pavimento	Carpeta Asfáltica y Homigón						Carpeta Asfáltica						Carpeta Asfáltica o D.T.S.B.						D.T.S.B. Capa Granular o Empedrado						Capa Granular o Empedrado							
Ancho de espaldones ⁽⁵⁾ estables (m)	3,0	2,5	2,0	2,5	2,0	1,5	3,0	2,5	2,0	2,5	2,0	1,5	2,0	1,5	1,0	1,5	1,0	0,5	0,60 (C.V. Tipo 6 y 7)						---							
Gradiente transversal para pavimento (%)	2,0						2,0						2,0						2,5 (C.V. Tipo 6 y 7)						4,0							
Gradiente transversal para espaldones (%)	2,0 ⁽⁶⁾ - 4,0						2,0 - 4,0						2,0 - 4,0						4,0 (C.V. Tipo 5 y 5E)						---							
Curva de transición	USENSE ESPIRALES CUANDO SEA NECESARIO																															
Puentes	Carga de diseño HS - 20 - 44; HS - MOP; HS - 25																															
	Ancho de la calzada (m) SERA LA DIMENSION DE LA CALZADA DE LA VIA INCLUIDOS LOS ESPALDONES																															
Mínimo derecho de vía (m)	Ancho de Aceras (m) ⁽⁷⁾ 0,50 m mínimo a cada lado																															
	Según el Art. 3º de la Ley de Caminos y el Art. 4º del Reglamento aplicativo de dicha Ley																															
LL = TERRENO PLANO O = TERRENO ONDULADO M = TERRENO MONTAÑOSO																																

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

3. Velocidad Directriz

De acuerdo con las características geométricas en las vías existentes aledañas al proyecto y en base a las condiciones topográficas y respetando las normas vigentes, se ha establecido la velocidad de diseño 30 km/h. Esta velocidad permite definir las características geométricas de todos los elementos del trazado en condiciones de comodidad y seguridad.

En la siguiente tabla se especifica claramente el área de intervención de los accesos, considerando la longitud total de los accesos que conducirán a las plataformas A, B y C por el ancho de cada acceso.

Tabla 29. Área de Intervención de los accesos.

Facilidad	Área de intervención Ancho * Longitud	Estatus	Superficie Total de intervención (Ha)
Límite del Bloque a Plataforma B	5 m * 1432.944 m	Desbroce y construcción	0.7164
Acceso Plataforma B a Plataforma C	5 m* 2370.931 m	Desbroce y construcción	1.1854
Acceso Plataforma B a Plataforma A	5 m*4103.995 m	Desbroce y Construcción	2.0519

Fuente: Procapcon, 2022

Esto se presenta geográficamente en toda la Cartografía Base Anexo A siendo las coordenadas las siguientes:

Tabla 30. Coordenadas de Accesos

VERTICES	X	Y	Descripción	Longitud (m)	Tramo de accesos
1	332204,21	9999420,71	Inicio Acceso Plataforma B		Inicio de Bloque a Plataforma B
2	330952,75	9999952,07	Fin Limite de Bloque	1432.944	
1	332752.21	9999434.41	Inicio Acceso Plataforma B		Plataforma B a Plataforma A
2	332918,05	10003035,09	Fin Acceso Plataforma A	4103.995	
1	332751,12	9999432,83	Inicio Acceso Tramo 1		Plataforma B a Plataforma C
2	331762.97	9998941.19	Fin Acceso Tramo 1	1275.428	
1	333037.13	9995780.42	Inicio Acceso Tramo 2		
2	333078.62	9994749.73	Fin de Acceso Tramo 2	1095.503	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

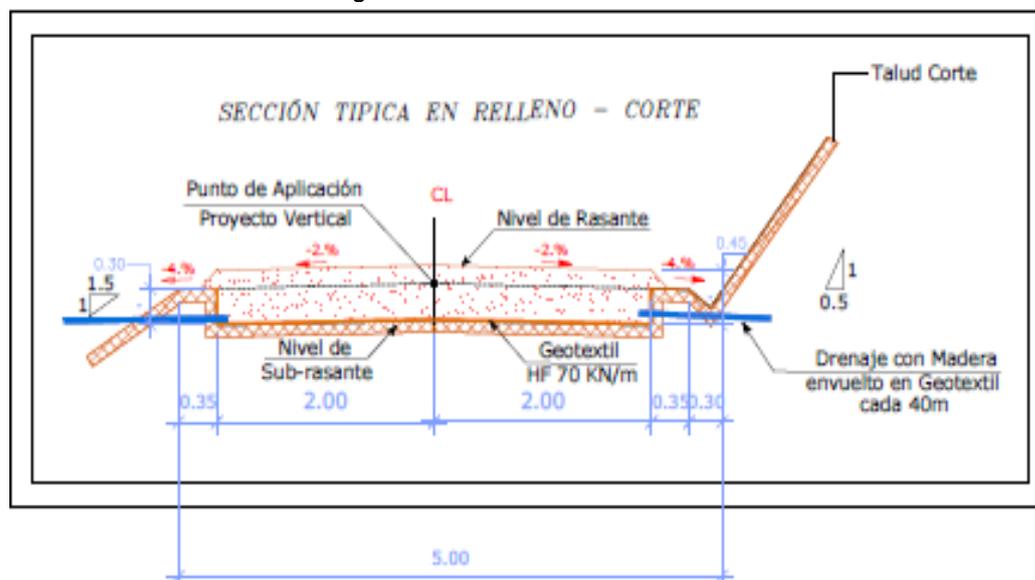
Del Tramo de Acceso de Plataforma B a Plataforma C hay 2370.93 m divididos en dos tramos de accesos.

Tabla 31. Coordenadas Tramo Plataforma B a Plataforma C

VERTICES	X	Y	Descripción	Longitud (m)	Longitud total (m)
1	332751.12	9999432.83	Inicio de acceso tramo 1		2370.931
2	331762.97	9998941.19	Fin de acceso tramo 1	1275.428	
1	333037.13	9995780.42	Inicio de acceso tramo 2		1095.503
2	333078.62	9994749.73	Fin de acceso tramo 2	1095.503	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Figura 12. Corte Transversal de accesos



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022

Tabla 32. Parámetros de construcción.

PARÁMETRO	VALOR
Velocidad de diseño	30 Km/h
Ancho de calzada	5 metros
Berma izquierda y derecha	0,50 m
Cuneta	0,50 m
Pendiente de bombeo	2%
Pendiente longitudinal	7%
Altura máxima del terraplén	2 m
Talud de relleno (terraplén)	1,5H: 1V

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022

4. Sitios de viradero o espera

Son áreas donde los vehículos grandes pueden resguardarse o esperar para que al vehículo que viene en dirección contraria pueda transitar. Estas áreas se las ubicara en sitios tales que permitan tener una distancia de visibilidad, permitiendo hacer la maniobra de espera. Normalmente se aprovecha agrandar las áreas de curvas en los sobrecanchos o en tangentes largas. En la construcción es donde mejor se puede definir la ubicación final de este tipo de estructuras. Sus medidas oscilan en ancho 2.5 m adicional a los 5 m de calzada y de largo 15 m. En la siguiente tabla se presentan los viraderos o sitios de espera, sin embargo, estos se definirán precisamente en el layout final de cada acceso los cuales serán entregados al ente de control, ya que de acuerdo con las condiciones de campo pueden variar y no ser exactos en sus coordenadas, ya que en la construcción es donde mejor se puede definir la ubicación final.

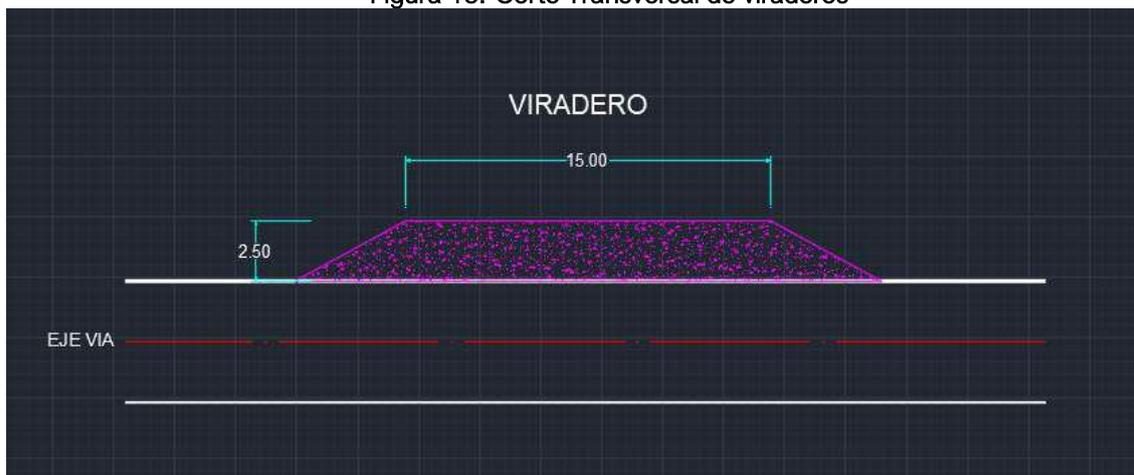
Tabla 33. Sitios de viradero o espera

Número	X	Y	Acceso
1	332903,123	10002905,3	Acceso Plataforma B a

2	332982,217	10002688,6	Plataforma A
3	333105,624	10002467,5	
4	333167,691	10002237,5	
5	333162,372	10001989	
6	333116,975	10001766,8	
7	332966,731	10001609,6	
8	333002,668	10001361,2	
9	333107,378	10001149	
10	333193,592	10000674,8	
11	333222,777	10000435,7	
12	333227,154	10000206,1	
13	333119,722	10000000,9	
14	333074,162	9999751,27	
15	332907,722	9999561,9	
16	332555,797	9999432,83	
17	332207,041	9999424,89	
18	331988,798	9999587,67	
19	331788,177	9999621,49	
20	331569,100	9999734,04	
21	331330,646	9999862,43	
22	331063,608	9999965,1	
23	332054,561	9999263,06	Acceso Plataforma B a Plataforma C (Tramo 1)
24	331893,088	9999099,87	
25	331768,768	9998989,69	
26	333077,716	9994785,46	Acceso Plataforma B a Plataforma C (Tramo 2)
27	333041,634	9995019,31	
28	333019,583	9995125,72	
29	332934,959	9995307,58	
30	332971,880	9995582,91	

Fuente: WGS 84, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Figura 13. Corte Transversal de viraderos



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

5. Drenajes

Durante la construcción de los accesos, no se realizará la ocupación de ningún cauce, no obstante, será necesaria la construcción de algunas obras de drenaje las cuales se describen a continuación:

6. Diseño de Alcantarillas

Caudal de Diseño

De conformidad con los principios teóricos en los que se fundamentan los cálculos hidrológicos y con las recomendaciones dadas en las Normas De Diseño de Obras de Drenaje del Ministerio de Obras Pública del Ecuador, para el cálculo del caudal máximo de diseño para las áreas de drenaje consideradas “pequeñas” (área menor a 5 km²) se utilizó, el método “Racional”.

El método considera que si una lluvia de intensidad uniforme (I) precipita sobre una cuenca (A) y dura el tiempo necesario para que todas sus partes contribuyan al derrame en el punto de descarga, el caudal resultante Q, será directamente proporcional a la intensidad de precipitación menos las pérdidas por infiltración y evaporación estimadas a través del coeficiente de escurrimiento o de escorrentía “C”.

La expresión para el cálculo del caudal es la siguiente:

$$Q = C \cdot I \cdot A/3.60$$

Donde:

Q Caudal calculado (m³/s).

C Coeficiente de escorrentía (adimensional).

I Intensidad de precipitación (mm/h).

A Área de la cuenca (km²).

Tiempo de Concentración (Tc)

Para estimar la duración de la lluvia y consecuentemente la intensidad de la lluvia que generará el caudal máximo a la salida de la cuenca, se adopta un valor igual al tiempo de concentración o tiempo de viaje del agua desde el punto más alejado de la cuenca hasta el punto de cálculo.

Existen varios métodos o expresiones matemáticas que han sido desarrollados por diferentes autores para estimar el tiempo de concentración. Para el presente caso se utilizó la fórmula de Kirpich, debido a que proporciona resultados satisfactorios.

$$T_c = \left(\frac{0,87 \cdot L^3}{H} \right)^{0,385}$$

Donde:

Tc Tiempo de concentración (h).

L Longitud del cauce principal (km).

H Diferencia de elevación entre el límite superior e inferior del área de drenaje (m).

El tiempo de concentración mínimo, para las cuencas más pequeñas, se adopta igual a 10 minutos.

Intensidad de la Lluvia (ITR)

Debido a que, las características climatológicas por su naturaleza experimentan una variación gradual en el espacio, el cálculo de las intensidades de lluvia para cada cuenca se realizó tomando en consideración el grado de influencia en función de la distancia a cada una de las estaciones.

Según la zonificación del INAMHI, el sitio se ubica en la zona 69 con la estación Chonta Punta, cuyas ecuaciones de intensidades de precipitación son las siguientes:

Si $5 \text{ min} < t_c < 30 \text{ min}$

$$ITR = 35,979 \cdot IdTR \cdot t^{-0,17}$$

Si $60 \text{ min} < t_c < 1440 \text{ min}$

$$ITR = 443,33 \cdot IdTR \cdot t^{-0,828}$$

Donde:

ITR Intensidad de precipitación, asociado a un período de retorno (mm/h).

T Duración de la intensidad, igual al tiempo de concentración (min).

TR Período de retorno (años).

IdTR Intensidad de precipitación diaria máxima en 24 horas, asociada a un período de retorno (mm/h).

Para el presente estudio, se ha seleccionado un periodo de retorno (TR) de 50 años y una intensidad de precipitación (IdTR) igual a 6,5 mm/h.²

Coefficiente de Escorrentía

El coeficiente de escorrentía es la variable menos consistente en el método Racional. Su uso en la fórmula implica una relación fija entre la tasa de escorrentía pico y la tasa de lluvia para toda la cuenca de drenaje. La proporción de la lluvia total que alcanzarán los cauces depende de la permeabilidad del suelo, de la pendiente de la cuenca de drenaje, de las características y condiciones del suelo, de la intensidad de la lluvia, de la vegetación, etc.

Para la determinación del coeficiente de escorrentía en el presente caso, se ha utilizado la tabla recomendada en las Normas Internas de Diseño de Carreteras y Puentes, Capítulo 4, Diseño de Drenaje Vial, publicadas por CORPECUADOR en el año 1999, la misma que se presenta en la siguiente tabla:

² Ministerio de Obras Públicas, Normas De Diseño de Obras de Drenaje del Ministerio de Obras Pública del Ecuador

Tabla 34. Coeficientes de escorrentía adoptados en función de la cobertura vegetal y la pendiente del terreno

Coeficiente de escorrentía "C"						
Cobertura vegetal	Tipo de suelo	Pendiente del terreno (s)				
		Pronunciada S > 50%	Alta 20% < S < 50%	Media 5% < S < 20%	Suave 1% < S < 5%	Despreciable S < 1%
Sin vegetación	Impermeable	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60
	Semipermeable	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
	Permeable	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
Cultivos	Impermeable	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
	Semipermeable	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
	Permeable	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20
Pastos vegetación ligera	Impermeable	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
	Semipermeable	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35
	Permeable	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15
Hierba, grama	Impermeable	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
	Semipermeable	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
	Permeable	0,30	0,25	0,20	0,15	0,10
Bosques densa vegetación	Impermeable	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35
	Semipermeable	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25
	Permeable	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

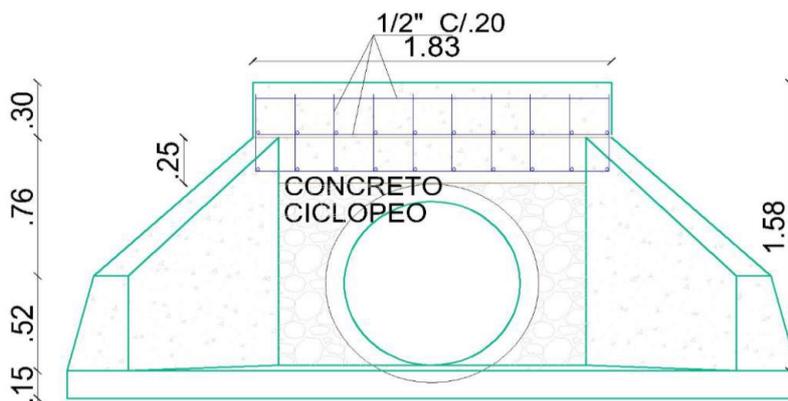
Se ha adoptado un valor de C igual a 0,30, considerando una cobertura de bosques de densa vegetación, tipo de suelo semipermeable y pendiente del terreno suave. De acuerdo con los datos presentados se expone en la Figura 5. El Diseño Tipo de alcantarillas que se utilizará para el proyecto.

Dimensiones de Alcantarillas

El diseño de las alcantarillas se lo realiza en función de las características de la cuenca de drenaje y de los accesos a la que se prestará servicio y deberán estar acorde con las limitaciones impuestas por los sistemas de conservación y métodos de mantenimiento.

Figura 14. Diseño de alcantarilla tipo





DETALLE FRONTAL ALCANTARILLA DE 36"

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

7. Taludes y Estabilidad de las Excavaciones

Los taludes se excavarán adecuadamente para no dañar su superficie final, evitando cualquier causa que pueda comprometer la estabilidad de la excavación final. Las medidas especiales para la protección superficial del talud deberán realizarse en el menor tiempo técnicamente factible, según sea el caso.

Esta actividad es complementaria a la de corte y relleno, busca que estas áreas naturales y/o artificiales posean la suficiente estructura que puedan sostenerse por sí solas, y de no ser así se debe reforzar con distintas técnicas que ayudan a consolidar el terreno. A continuación, se mencionan la posible estrategia de estabilización de taludes aplicables al área de trabajo:

8. Cunetas de coronación

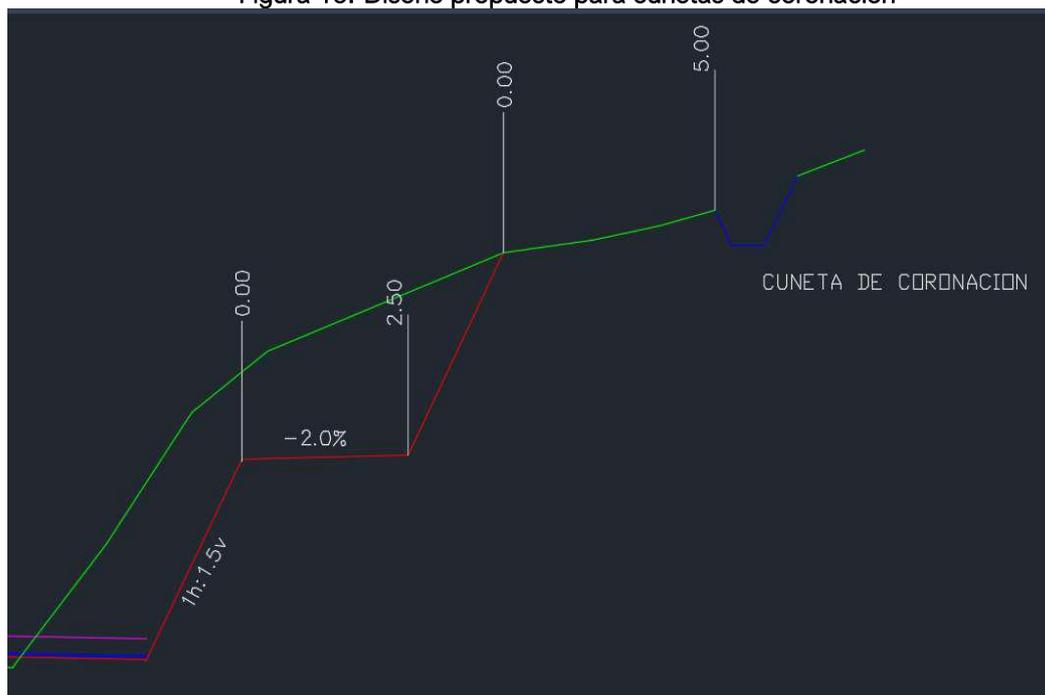
Las cunetas de coronación se construirán de geomembrana de polietileno de 0.75 mm. La pendiente uniforme no será superior a un cierto valor máximo, valor que estará limitado por la velocidad de erosión del suelo en que esta excavada la contracuneta, referirse a la siguiente tabla:

Tabla 35. Valores máximos de velocidades no erosivas en cunetas

MATERIAL	VELOCIDAD (m/seg)
Arenas finas y limos	0,40-0,60
Arcilla arenosa	0,50-0,75
Arcilla	0,75-1,00
Arcilla firme	1,00-1,50
Grava limosa	1,00-1,50
Grava fina	1,50-2,00
Pizarras suaves	1,50-2,00
Grava gruesa	2,00-3,50
Zampeados	3,00-4,50
Rocas sanas y hormigón	4,50-7,50

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Figura 15. Diseño propuesto para cunetas de coronación



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

9. Revegetación de Taludes

Consiste en la siembra de pastos y/o arbustos de porte pequeño, en la cara expuesta del talud, que gracias a sus raíces y cuerpos ayudan a controlar los agentes erosivos (aire, agua y sol), evitando el deterioro de los terrenos de los distintos tipos de taludes.

Los taludes deberán ser tratados y revegetados de tal manera que se eviten los deslizamientos y la erosión.

- Se deberá perfilar el talud utilizando una relación de 1H:1V o la relación establecida por el área de obras civiles de acuerdo con las condiciones observadas en el momento.
- Utilizar las técnicas de revegetación de áreas intervenidas o el procedimiento que técnicamente resulte más oportuno para las zonas inestables identificadas; la revegetación deberá realizarse posterior a la conformación de los taludes y obras anexas.

Para elegir las especies adecuadas para la reforestación se deben identificar las especies que se adapten a las condiciones actuales del ecosistema (estas especies se encuentran enlistadas en el Plan de Manejo Ambiental. Plan de Rehabilitación de Áreas Afectadas. Ya que el objetivo es la restauración, lo óptimo sería seleccionar especies nativas para mantener y potenciar las características del ecosistema del área de afectación. Además, es importante tomar en cuenta los conocimientos de las personas de la comunidad.

Figura 16. Sucesión de una reforestación

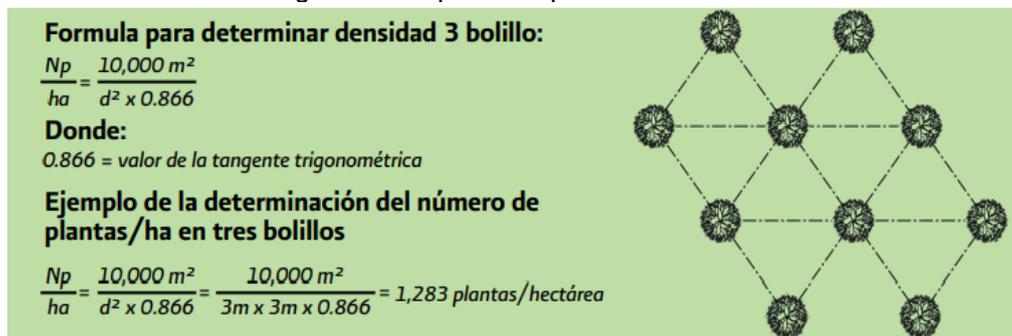


Sucesión de una reforestación hasta la formación de un bosque maduro.

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tomando en cuenta que el área de afectación contiene varias pendientes la metodología utilizada recomendada para saber la cantidad de especies para la reforestación será la de “tres bolillos”, la cual logra minimizar el arrastre del suelo y a su vez aprovechar los escurrimientos. Además, hay que tomar en cuenta que las líneas de plantación deberán seguir las curvas de nivel.

Figura 17. Esquema de plantación a tres bolillos



Esquema de plantación a tres bolillo.

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

A continuación, se presentan las cantidades de obra de cada tramo de acceso:

Tabla 36. Cantidades de obra para el Acceso Plataforma B a Plataforma A

Item	Descripción	Unidad	Cantidad
1	ACTIVIDADES PRELIMINARES		
1.1	Movilización	global	1,00
1.2	Instalación Hoteles de la zona	global	1,00
2	EJECUCIÓN		
2.1	Desbroce y limpieza	ha	2,05
2.2	remocion de capa vegetal (aprox e=40cm)	m3	8.200
2.3	Excavacion	m3	28.685
2.4	relleno compactado	m3	23.119
2.5	Instalación de empalizado	m2	2500
2.6	Conformación de Sub drenes Tipo I	m	250
2.7	Conformación de Sub drenes Tipo II	unidad	1
2.8	Cunetas de coronación con geomembrana 30 mils	m	500
2.9	Suministro e instalación de geotextil Tipo NT 1600 o similar	m2	22645
2.10	Suministro e instalación de geomalla Biaxial Tipo Tensar BX1100 similar	m2	22645
2.11	transporte de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3/km	144928
2.12	Suministro de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3	9058
2.13	Instalación de material petreo tipo lastre natural clasificado e=40cm	m3	9058

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 37. Cantidades de obra para el Acceso Límite del Bloque a Plataforma B

Item	Descripción	Unidad	Cantidad
1	ACTIVIDADES PRELIMINARES		
1.1	Movilización	global	1,00
1.2	Instalación Hoteles de la zona	global	1,00
2	EJECUCIÓN		
2.1	Desbroce y limpieza	ha	0,72
2.2	remocion de capa vegetal (aprox e=40cm)	m3	3.040
2.3	Excavacion	m3	59.447
2.4	relleno compactado	m3	60.359
2.5	Instalación de empalizado	m2	2500
2.6	Conformación de Sub drenes Tipo I	m	250
2.7	Conformación de Sub drenes Tipo II	unidad	1
2.8	Cunetas de coronación con geomembrana 30 mils	m	900
2.9	Suministro e instalación de geotextil Tipo NT 1600 o similar	m2	26282
2.10	Suministro e instalación de geomalla Biaxial Tipo Tensar BX1100 similar	m2	26282
2.11	transporte de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3/km	168206
2.12	Suministro de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3	10513
2.13	Instalación de material petreo tipo lastre natural clasificado e=40cm	m3	10513

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 38. Cantidades de obra para el Acceso Plataforma B a Plataforma C

Item	Descripción	Unidad	Cantidad
1	ACTIVIDADES PRELIMINARES		
1.1	Movilización	global	1,00
1.2	Instalación Hoteles de la zona	global	1,00
2	EJECUCIÓN		
2.1	Desbroce y limpieza	ha	1,18
2.2	remocion de capa vegetal (aprox e=40cm)	m3	12.800
2.3	Excavacion	m3	19.392
2.4	relleno compactado	m3	62.419
2.5	Instalación de empalizado	m2	2500
2.6	Conformación de Sub drenes Tipo I	m	250
2.7	Conformación de Sub drenes Tipo II	unidad	1
2.8	Cunetas de coronación con geomembrana 30 mils	m	300
2.9	Suministro e instalación de geotextil Tipo NT 1600 o similar	m2	35104
2.10	Suministro e instalación de geomalla Biaxial Tipo Tensar BX1100 similar	m2	35104
2.11	transporte de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3/km	224666
2.12	Suministro de material petreo tipo lastre natural clasificado	m3	14042
2.13	Instalación de material petreo tipo lastre natural clasificado e=40cm	m3	14042

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

10. Descripción de Empalizado

- Toda madera origen del desbroce se lo trocea hasta obtener pedazos cuyo ancho sea menor a 10 cm
- Se procede a realizar limpieza del área donde se va a empalizar, este sitio debe quedar libre de vegetación
- Sobre el área limpia se procede a realizar compactación inicial
- Se procede a tender sobre el área compactada el geotextil y geomalla
- Luego se coloca la empalizada sobre el geotextil y geomalla
- A continuación, se cubre con material pétreo todo el sitio empalizado

Por último, se vuelve a compactar hasta alcanzar el 95% de Proctor modificado

11. Definición de Alcantarillas

En la siguiente tabla se presentan las alcantarillas, sin embargo, estos se definirán precisamente en el layout final de cada acceso los cuales serán entregados al ente de control, ya que de acuerdo con las condiciones de campo pueden variar y no ser exactos en sus coordenadas, ya que en la construcción es donde mejor se puede definir la ubicación final.

Tabla 38b. Ubicación de Alcantarillas

Punto	X	Y	ACCESO	
1	332842,047	9999533,708		
2	333118,947	9999841,718		
3	333235,638	10000328,566		
4	333226,859	10000386,920		
5	333187,911	10000654,984		
6	333056,140	10001234,580		
7	333059,383	10002543,756		
8	332902,640	10002898,945		Acceso plataforma B hacia plataforma A
9	332059,518	9999556,137		Acceso plataforma B hacia límite del bloque

10	331764,221	9999617,643	
11	331151,516	9999912,718	
12	332654,707	9999434,024	Acceso plataforma B a plataforma C Tramo 1
13	332113,744	9999373,175	
14	332976,466	9995591,192	
15	332933,432	9995400,258	Acceso plataforma B a plataforma C Tramo 2

Fuente: WGS 84, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Instalación de campamento de construcción

La ubicación de estos campamentos temporales se presenta a continuación:

En la planificación para la implantación del proyecto se tiene en cuenta lo siguiente:

- ✓ Campamento de Construcción: No está contemplado el uso de campamento temporal ni permanente para las actividades de construcción de plataformas y accesos. El personal se hospedará en la ciudad de Pacayacu por motivos de bioseguridad. Número de personas que realizarán la actividad de construcción estimadas, en su pico más alto se estima 30 personas/día. No se puede determinar el tiempo exacto que durará la construcción, esto dependerá del clima y topografía. Se considera utilizar los servicios e infraestructura del sector, siempre y cuando presenten todas las seguridades para el resguardo del personal, material y equipos. Cabe indicar que actualmente la infraestructura de la zona es variada y la cobertura de servicios básicos es buena. Sin embargo, se instalará de letrinas en el área de maniobrabilidad, conforme el avance de obra de acuerdo con lo que se establece en el Art 41 del Decreto Ejecutivo 2393 y los desechos provenientes de la letrina serán tratados por un gestor ambiental autorizado.

1.8.3.2. ETAPA DE PERFORACIÓN

1.8.3.2.1. Perforación exploratoria y de avanzada

Los pozos para perforar en cada plataforma son los siguientes:

Tabla 39. Coordenadas Pozos Plataforma A

POZOS	X	Y	Status
S/N 1	332964.00	10003094.00	Exploratorio
S/N 2	332963.00	10003088.00	de Avanzada

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 40. Coordenadas Pozos Plataforma B

POZOS	X	Y	Status
Tarina_1D	332823.00	9999429.00	Exploratorio
Kamari_1D	332828.00	9999425.00	Exploratorio
Pozo S/N	332817.00	9999433.00	de Avanzada

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 41. Coordenadas Pozos Plataforma C

POZOS	X	Y	Status
Usuna_1D	333030.00	9994708.00	Exploratorio
S/N 1	333028.00	9994701.00	Exploratorio
S/N 2	333027.00	9994694.00	de Avanzada

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

1.8.3.2.2. Movilización de equipo de perforación

La movilización se refiere al transporte de personal, equipos, herramientas, materiales y maquinaria que se requieren para la ejecución de la perforación.

La movilización de los equipos y maquinaria se realizará con la suficiente anticipación de acuerdo con una programación específica.

Previo al inicio de la movilización, se hace necesaria la socialización del plan de trabajo que se espera cumplir con el jefe de equipo de taladro, este procede a realizar la asignación de cargas para los vehículos de transporte según se estipula en el plan de trabajo, en donde adicionalmente se consignarán los tiempos promedio que se deberán cumplir con cada una de las cargas.

Se tomará especial precaución en el cruce con cuerpos de agua, a fin de evitar erosión de material hacia estos y el aporte de sedimentos que afectan la calidad del agua como consecuencia de las actividades de movilización.

El Transporte que se utilicen para el transporte de personal, equipo y maquinaria no sobrepasarán los límites de carga de los accesos por donde circulen. Se garantizará en todo momento la protección ambiental y la seguridad de las operaciones de transporte. El transporte de personal se realizará en vehículos apropiados y acondicionados para este fin.

La maquinaria pesada y liviana que se requerirá para la perforación será:

Tabla 42. Maquinaria pesada y liviana que se requerirá para la perforación

EQUIPO	CANTIDAD	CAPACIDAD	ETAPA
Taladro de perforación	1	2000 HP	PERFORACIÓN
Grúa Telescópica	2	(50-100 t)	
Cargadores	1		
Generadores Caterpillar o similar	6	350Kw	
Volquetas	2	11 m3	
Vacuum	1		
Camionetas 4x4	5		
Carromacho	1		

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

La maquinaria especificada puede presentar variación de acuerdo con las especificaciones dadas por cada uno de los contratistas. Ver Anexo 1.7. Especificaciones Maquinaria y equipos.

1.8.3.2.3. Instalación de campamento de perforación

- ✓ El campamento principal perteneciente al Taladro, se lo instalará temporalmente en el área misma de la Plataforma A, B y C. Todo el campamento estará constituido de campers transportables. Número de personas estimadas en el campamento temporal, en su pico más alto se estima 60 personas/día.

Durante la etapa de perforación y completamiento de cada pozo, se requiere personal que labore de manera continua en turnos de 8 y 12 horas. El personal base pernochará en el área del proyecto, por lo que se contará con campamentos temporales tipo contenedor para su alojamiento. Los campamentos para la perforación tendrán una capacidad para un máximo de 60 personas, teniendo en cuenta que el personal de las comunidades del área de influencia puede pernoctar en su vivienda.

El campamento se compone principalmente de contenedores para el alojamiento del personal, oficinas, laboratorio, sitio de atención de primeros auxilios (para la etapa de perforación), comunicaciones, baterías sanitarias, lavandería, comedor y recreación. Estos contenedores vienen dotados con estructuras propias para ser instalados sobre la localización sin requerir ningún tipo

de adaptación especial, se podrán construir caminos de servicio o accesos internas de movilización.

Se instalarán campamentos temporales que serán utilizados únicamente durante la etapa de perforación en las plataformas A, B y C, los campamentos se encontrarán dentro del área útil conforme lo establecido en el Art. 53 y Art 58 del Acuerdo 100-A:

- a. El área máxima de desbroce, limpieza y movimiento de tierras deberá estar planificada en función del número de usuarios y servicios, y las áreas autorizadas en el Art. 53, área útil de la plataforma.
- b. En el caso de campamentos temporales, se procurará que sean portátiles y modulares, de ser factible se utilizará la madera resultante del desbroce del área del campamento, material sintético y reutilizable.

Estos campamentos se utilizarán mientras duren las actividades de perforación en cada plataforma, es decir, son campamentos temporales mientras existan actividades de perforación en cada plataforma. No se construirán campamentos permanentes durante la etapa de exploración. Durante la etapa operativa se tendrá un baño en cada plataforma las mismas que conducirán todas sus descargas hacia un pozo séptico, cuyos desechos serán entregados a un gestor ambiental calificado.

El área requerida para la implementación del campamento deberá estar provista de un buen drenaje. Se adecuará una superficie nivelada y está incluirá las instalaciones básicas: lavandería, comedor/cocina, bodega de insumos, cuarto de comunicaciones, área para el generador eléctrico, planta de tratamiento para agua de consumo humano, Sistema de Tratamiento de Aguas Negras, etc.

Las coordenadas del campamento temporal son las siguientes:

Tabla 43. Coordenadas de campamento temporal en Plataformas A, B y C

Vértices	X	Y	Plataforma	Área (Ha)
1	333000,58	10003099,17	A	0.04 Ha
2	333007,78	10003098,43		
3	333002,14	10003042,60		
4	332995,41	10003043,06		
1	332837,25	9999465,49	B	0.04 Ha
2	332841,33	9999471,47		
3	332887,78	9999439,99		
4	332884,18	9999434,29		
1	332979,79	9994660,44	C	0.04 Ha
2	332972,74	9994662,09		
3	332985,35	9994716,76		
4	332991,96	9994715,47		

Fuente: WGS 84, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Referirse Anexo Cartográfico. Mapa 2 de Infraestructura y los Mapas 39, 40 y 41 Implantación de Plataformas A, B y C.

Prototipo de Campamento Temporal de Perforación:

Se propone que los campamentos a instalarse cuenten con lo siguiente:

- Campers dormitorio con 8 camas cada una y dos baños para el personal asignado, contarán con aire acondicionado, colchones, almohadas, sábanas y toallas bajo estrictas normas de higiene y seguridad.
- Camper con cuarto de recreación Gimnasio.

- Sala de reuniones, contenedor de 40 pies de largo, con mesa central y sillas para al menos 25 personas. Dotado con televisor de pantalla plana de al menos 40", con proyector y lona desplegable.
- Cocina eléctrica, con túnel y mesa caliente, incluyendo anexos tales como cuarto frío, bodega, etc.
- Comedor de roll y comedor de staff.
- Enfermería con camillas portátiles.
- Baterías de baños (para ubicarse en la locación).

Foto 9. Prototipo Campamento Temporal de Perforación



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

1.8.3.2.4. Planta de Tratamiento de Aguas Negras y Grises

El campamento tendrá una capacidad para 60 personas en su pico más alto aproximadamente en turnos rotatorios durante un período de operación de 25 a 30 días por cada pozo, para lo cual se deberá diseñar una planta de tratamiento de aguas grises y negras, con capacidad de mantener eficiencia con la descarga de 30 personas.

Se utilizará una planta paquete que tendrá las siguientes características:

Las unidades son conocidas como plantas de tratamiento biológico de aireación extendida las cuales han sido utilizadas por la industria hidrocarburífera. La forma en que estos sistemas trabajan es por medio de la materia orgánica que entra primero a la cámara de aireación donde el proceso de reducción biológica de la materia orgánica comienza. Dentro de esta cámara el ambiente es turbulento y rico en oxígeno. Un alto volumen de aire bajo presión baja es introducido a través de difusores los cuales generan la turbulencia y expulsan el aire hacia abajo en forma de pequeñas burbujas. Este sistema de aireación es generado a través de un soplador impulsado con un motor eléctrico de 5 HP. No es necesario tener turbulencia violenta en esta cámara, solo una turbulencia suave. Para este proceso, se usan blowers. En esta cámara la agitación reduce los sólidos orgánicos a pequeñas partículas y la bacteria que está siendo cultivada a través de este proceso formara colonias alrededor de estas partículas. A mayor cantidad de desechos nuevos que sean introducidos en la cámara de aireación, estas partículas son más pequeñas y adjuntas a la bacteria pasan a la cámara siguiente llamada clarificador. En esta cámara a las partículas se les permite asentarse en el fondo de la cámara y descansar. Esta masa asentada es biológicamente activa y llamada Lodo Activado, la cual retorna al tanque de aireación.

En esta cámara sobre la superficie del lodo activado se desarrolla un líquido claro que es desplazado a la unidad de cloración. Este es el final del proceso, el cloro debe matar todas las enfermedades y si la unidad funciona como debe, esta agua debe llenar los parámetros exigidos, por el ente de control. La parte más importante de este proceso es el retorno del lodo activado a la cámara de aireación. Como las partículas junto con la bacteria se mueven dentro de la cámara de clarificación se les debe permitir descansar para que el proceso biológico pueda funcionar. El lodo activado que retorna demasiado pronto a la cámara de aireación no trabajará eficientemente

desde que la bacteria no haya finalizado su digestión de la materia de desecho original. Mucho tiempo en el clarificador sin oxígeno es también malo para el lodo activado. De nuevo, este lodo activado es la parte más importante del proceso. La bacteria puede morir por uso excesivo de cloro en el campo, descarga del clarificador, o por el uso erróneo en la clase de productos de limpieza y tomara unos pocos días a una semana reconstruirse un lodo maduro y recobrar una máxima eficiencia en el proceso. Hemos encontrado que las unidades alcanzan los mejores resultados manteniendo niveles de oxígeno disuelto entre 0.5 y 1.5 en la cámara de aireación. Hay tres válvulas en estas unidades que los técnicos pueden ajustar para ayudar con este control. Para controlar el retorno de lodos manejamos lo que es llamado como Prueba Métrica de Asentamiento, chequeando la habilidad de asentamiento de la materia en el tanque de aireación y comparándolo para establecer una tasa del lodo activado y así podemos determinar si la edad del lodo es demasiado joven o demasiado viejo. Con esta información se sabe si la tasa del retorno de lodos necesita ser acelerada o disminuida.³

Antes de la descarga al ambiente, se deberá cumplir con los parámetros establecidos en el Acuerdo Ministerial 097-A, por lo tanto, el agua será almacenada en un tanque previo a su descarga. De igual manera las aguas negras y grises que se generen del campamento durante las pruebas de producción serán tratadas mediante una planta paquete tal como se señala en líneas anteriores.

1.8.3.2.5. Construcción y montaje de equipos

Se requieren adicionalmente cubetos para almacenamiento de combustible, lubricantes y químicos. El sistema empleado consistirá en lo siguiente:

Almacenamiento de combustibles: El combustible requerido para el funcionamiento de generadores y equipos será almacenado en tanques, cuya capacidad dependerá del equipo de perforación empleado. El área de tanques de combustibles deberá estar protegida con un cubeto de confinamiento con capacidad del 110% de la capacidad de almacenamiento del tanque de mayor volumen. Se almacenarán en un área provista con cubeto impermeabilizado con geomembrana de alta densidad y cubierta, con sus respectivas hojas de seguridad.

Áreas de Almacenamiento de Productos Químicos: En cada plataforma se designará un área exclusiva para el almacenamiento de químicos, de acuerdo con la clasificación de áreas y con las medidas de seguridad correspondientes. Se dará cumplimiento a lo establecido en el Art. 544 del Reglamento al Código Orgánico del Ambiente y en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 266:2013, respecto del almacenamiento de productos químicos. Se cumplirá con las siguientes obligaciones para el manejo de sustancias químicas: - Instruir y capacitar al personal sobre el manejo de productos químicos, sus potenciales efectos ambientales, así como señales de seguridad correspondientes, de acuerdo con normas de seguridad industrial HMIS.

Los sitios de almacenamiento de productos químicos serán ubicados en áreas no inundables y cumplirán con los requerimientos específicos de almacenamiento para cada clase de productos; - Para el transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos peligrosos, se cumplirá con las respectivas normas vigentes en el país y se manejarán adecuadamente las hojas técnicas de seguridad (material safety data sheet) que deben ser entregadas por los fabricantes para cada producto; - Se utilizarán productos naturales y/o biodegradables, entre otros los siguientes: desengrasantes, limpiadores, detergentes y desodorizantes domésticos e industriales, digestores de desechos tóxicos y de hidrocarburos provenientes de derrames; inhibidores parafínicos, insecticidas, abonos y fertilizantes, al menos que existan justificaciones técnicas y/o económicas debidamente sustentadas; y, - Se aplicarán estrategias de reducción del uso de productos químicos en cuanto a cantidades en general y productos peligrosos especialmente, las cuales se identificarán detalladamente en el Plan de Manejo Ambiental

³ MISHAPLANTAS, 2023. Manual de Operación y Mantenimiento Plantas de Tratamiento Blue Dolphin.

1.8.3.2.6. Características, Montaje de los Equipos y Técnicas de Perforación

Se tomará en cuenta el Art. 53 del Acuerdo Ministerial 100-A. Normas Operativas para la construcción de plataformas y perforación exploratoria y de avanzada

Para la etapa de perforación se montará un taladro tipo tal como se presenta a continuación:

Los datos generales se presentan a continuación:

Tabla 44. Datos generales de perforación

COMPañÍA OPERADORA	PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S. A
ÁREA	BLOQUE 91 Arazá Este
TALADRO	NO DETERMINADO
TIPO DE POZOS A PERFORAR	POZOS EXPLORATORIOS Y DE AVANZADA
PROFUNDIDAD APROXIMADA ALCANZAR	TD 11000 ´ (MD)
TIEMPO ESTIMADO DE PERFORACIÓN POR POZO	25-30 Días

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Programa de perforación

Previo a la perforación de cada pozo PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, diseñará el programa de perforación específico el cual cumplirá a cabalidad con el Art. 53 del Acuerdo Ministerial 100 A, en donde especifica que se permitirá 1.5 Ha de área útil para cada plataforma (Plataformas A, B y C).

PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A dentro de su contrato de Participación para la exploración y/o explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque Arazá Este, tiene como objetivo explorar nuevos yacimientos con potenciales productivos en el bloque, por lo tanto, se plantea la construcción de 3 plataformas nuevas y perforación de pozos en las siguientes plataformas: Plataforma A, Plataforma B y Plataforma C. Esta actividad se la realizará bajos los lineamientos establecidos en la Sección II. Perforación Exploratoria y de Avanzada del Acuerdo 110-A

Por otro lado, PETROLEOS SUDAMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A tiene el compromiso contractual con el estado ecuatoriano de perforar 3 pozos exploratorios en el Bloque. Mediante el Estudio de Impacto Ambiental, se pretende licenciar 3 plataformas exploratorias y sus correspondientes áreas efectivas de operación, y un total de 8 pozos exploratorios y de avanzada. (Anexo 1.1.- Contrato)

PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A tiene planificado acceder a múltiples ubicaciones dentro del Bloque 91 Arazá Este para la perforación de pozos exploratorios. La necesidad de acceder a la perforación desde múltiples ubicaciones se debe a:

- ✓ Las áreas solicitadas tienen propósitos específicos en la toma de decisiones. En caso de que se tengan descubrimientos, se puede decidir si probar los reservorios en áreas adyacentes. En caso de que se tenga pozos secos, se puede concentrar en otros sitios de interés. La estrategia de exploración evolucionará con los resultados de perforación, cuando los yacimientos estén probados o resulten nulos y el mapeo sísmico mejore en base a los resultados de las primeras perforaciones. La posible estrategia que PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A basará su plan exploratorio asumiendo un caso de éxito sería: iniciar la perforación en la plataforma B, continuar en la plataforma A y, en función del éxito, continuar probando en la plataforma C. Es importante anotar que este es un caso hipotético y no constituye un plan definitivo de exploración de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A: a. Perforar el primer pozo en la plataforma B con el fin de probar entrapamiento estructural y estratigráfico. En caso de éxito en la plataforma B consideraremos probar

arenisca U y el tamaño del depósito con pozos en la misma plataforma. Otra opción es probar prospectos en zonas más profundas de la estructura perforando pozos en la plataforma A. En caso de tener éxito se probaría arenisca U / Basal Tena en la plataforma B.

- ✓ Cada plataforma proporciona acceso a un área particular que PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A ve como probabilidad de descubrimiento. Los reservorios de interés son los siguientes: Hollin, Arenisca T, Arenisca U, Caliza A, Caliza B, Caliza M2, Arenisca Basal Tena y Tiyuyacu.

Se considera que con una profundidad total de 11000' pies, medida en MD, se perforará en las formaciones Basal, Tena, Napo y Hollin, objetivos que serán evaluadas por cada pozo. La profundidad total sin embargo puede variar o ajustarse cuando se realice la perforación, aunque estas no presentan variaciones considerables; sin embargo, dependerá del ajuste efectuado por control geológico, dejando un bolsillo mínimo de 100 pies por debajo de la zona de interés. La evaluación del reservorio se la realizará bajando Registros eléctricos como: MSFL-MEL-SDL-DSN - CSNG- CAL- PE- HRI- SP-FWS. La relación agua/crudo no se puede conocer con exactitud, sin embargo, una vez perforado y extraído el crudo se determinará la relación volumen agua-crudo, los datos serán enviados a la cartera de estado para su evaluación, determinándose así el residuo de agua de formación a ser obtenido.

Ubicación de Áreas de Aislamiento de Fuentes Radioactivas

Los materiales radiactivos que se utilizan en los proyectos de perforación corresponden a la toma de registros del pozo. El manejo, almacenamiento y disposición de estos residuos será responsabilidad de la empresa contratista encargada de la toma de los registros que poseen los equipos y sistemas necesarios para el control y manejo de las fuentes radiactivas que se utilicen. De igual forma, se realizará seguimiento a la gestión de residuos realizada por el contratista, el cual deberá entregar a PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, los permisos y licencias para el transporte y manipulación de materiales radiactivos.

Figura 18. Columna Estratigráfica

CRONO ESTRATIGRAFIA			FORMACION MIEMBRO	RX MADRE	RESERVORIO	SELLO	LITOLOGIA	DESCRIPCION		
EDAD (MA)	PERIODO	EPOCA								
10	NEOGENO	PLIOCENO	Mera - Mesa					DEPOSITOS GRUESOS CONSTITUIDOS DE MATERIAL VOLCANICO (CLASTOS Y MATRIZ ARENOSA A CONGLOMERATICA), Y EN MENOR PROPORCION DE CLASTOS DE GRANITO Y ROCAS METAMORFICAS.		
		MIOCENO	Chambira					ARCILLOLITAS Y LIMOLITAS INTERCALADAS CON FINAS CAPAS DE ARENISCAS		
20			Curaray					ARENISCAS CON ESTRUCTURA DE MAREA		
		Arajuno					ARENISCAS FINAS A GRUESAS, CONGLOMERADOS, LIMOLITAS Y ARCILLOLITAS ROJAS			
30	PALEOGENO	OLIGOCENO	Chalcana					ARCILLOLITAS Y LIMOLITAS INTERCALADAS CON FINAS CAPAS DE ARENISCAS		
		EOCENO	Orteguaza						LUTITA: GRIS VERDOSA, GRIS CLARA, SUAVE, FISIL, LAMINAR, PLANAR, E/P ASTILLOSA, CEROSA, NO CALCAREA, CON INCLUSIONES DE MICRO PIRITA.	
40			Tiyuyacu						ARCILLOLITA: GRIS CLARA, CAFÉ ROJIZA, CAFÉ AMARILLENTO, SUAVE MOD DURA, SUBBLOCOSA-IRREGULAR, TERROSA-CEROSA, NO CALCAREA, SOLUBLE.	
		60	PALEOGENO	Tena						ARCILLOLITA: CAFÉ OSCURA, CAFÉ ROJIZA, CREMA, SUAVE, MOD DURA, IRREGULAR-BLOCOSA, NO CALCAREA, SOLUBLE.
Tena Basal									ARENISCA: HIALINA, TRNSP-TRSL, SUELTA-FRIABLE, CUARZOSA, GRANO GRUESO A MEDIO, SUBANGULAR A SUBREDONDEADO, MOD SELECCIÓN, MATRIZ NO VISIBLE, OCASIONALMENTE CEMENTO SILICEO.	
70	CRETACICO	TARDIO	Napo						LUTITA: GRIS OSCURA, NEGRA, MOD DURA-SUAVE, FISIL, SUBBLOCOSA, LAMINAR, CEROSA, NO CALCAREA.	
			Caliza M-1						MUDSTONE, ESCASOS SILICOCLASTOS, MATRIZ MICRITICA, POROSIDAD NO VISIBLE.	
			Marcador L							LUTITAS ALTAMENTE RADIOACTIVAS
			Caliza M-2							MUDSTONE: ESCASOS SILICOCLASTICOS Y GLAUCONITA, PRESENCIA DE PIRITA DISEMINADA, PRESENCIA VALVAS DE PELECIPODOS
			Caliza A							MUDSTONE A WACKSTONE: ESCASOS SILICOCLASTOS Y TRAZAS DE GLAUCONITA, MATRIZ MICRITICA, PELECIPODOS Y FORAMINIFEROS.
			Arena U Sup.							ARENISCA CUARZOSA, SUBTRANSLUCIDA, FRIABLE, DE GRANO MUY FINO A FINO, SUBANGULAR, REGULAR SELECCIÓN, CON CEMENTO CALCITICO Y MATRIZ ARCILLOSA, POROSIDAD MODERADA A BUENA, CON PRESENCIA DE GLAUCONITA Y SIDERITA.
			Arena U Inf.							ARENISCA: CUARZOSA, SBTRNSL, FRIABLE, GRANO FINO A MEDIO, SUBANGULAR A SUBREDONDEADA, MOD SELECCIÓN, MATRIZ ARCILLOSA, CEMENTO CUARZO, CAOLINITA Y CALCITA, REGULAR A BUENA POROSIDAD, OCASIONALMENTE FRAGMENTOS DE MATERIA ORGANICA.
			Caliza B							MUDSTONE: PRESENCIA VALVAS DE PELECIPODOS, PRESENCIA DE GLAUCONITA, MODERADAMENTE DURA, SUBBLOCOSA, POROSIDAD NO VISIBLE
			Arena T Sup.							ARENISCA GLAUCONITICA, SUBTRANSLUCIDA, FRIABLE, DE GRANO FINO A MUY FINO, SUBREDONDEADA A SUBANGULAR, REGULAR SELECCIÓN, CON CEMENTO CARBONATICO, CALCITA, DOLOMITA Y SIDERITA, OCASIONALMENTE CLORITA, MATRIZ NO VISIBLE, POROSIDAD MODERADA.
			Arena T Inf.							ARENISCA: CUARZOSA, SBTRNSL, FRIABLE, GRANO FINO, SUBREDONDEADA A REDONDEADA, BUENA SELECCIÓN, MATRIZ ARCILLOSA, CEMENTO CUARZO, CAOLINITA Y CALCITA, POROSIDAD MODERADA.
90		TEMPRANO	Napo Basal						LUTITAS INTERCALADAS CON PEQUEÑOS NIVELES DE CALIZAS (MUDSTONE)	
			Caliza C							CALIZAS Y LUTITAS INTERCALADAS CON ARENISCAS BIOCLASTICAS FUERTEMENTE CEMENTADAS.
			Hollin Superior							ARENISCA CUARZOSA, SUBTRANSLUCIDA, FRIABLE, DE GRANO FINO A MUY FINO, SUBREDONDEADA A SUBANGULAR, REGULAR SELECCIÓN, CON CEMENTO CARBONATICO, CALCITA, DOLOMITA Y SIDERITA, OCASIONALMENTE CLORITA, MATRIZ NO VISIBLE, POROSIDAD MODERADA.
			Hollin Inferior							ARENISCA CUARZOSA, SUBTRANSLUCIDA, FRIABLE A SUELTA, DE GRANO MEDIO A GRUESO, SUBANGULAR, REGULAR SELECCIÓN, MATRIZ Y CEMENTO NO VISIBLES. BUENA POROSIDAD
130			DISCORDANCIA EROSIVA							
			JURASICO MEDIO A SUP	Misahualli o Chapiza Superior						ACUMULACIONES VOLCANICAS ASOCIADA A LA ACTIVIDAD TECTONICA JURASICA
				Chapiza						
JURASICO INF A TRIASICO SUP	Santiago						FACIE VOLCANICA: VOLCANO SEDIMENTOS SINGENETICOS ASOCIADOS AL VOLCANISMO SUBMARINO DEL JURASICO INFERIOR, COMPUESTA POR TOBAS, BRECHAS, INTRUSIONES DE ROCAS ACIDAS Y BASICAS, INCLUSIVE ROCAS PIROCLASTICAS. FACIE SEDIMENTARIA: SEDIMENTOS MARINOS RICOS EN MATERIA ORGANICA ALTERNANCIA DE CALIZAS Y LUTITAS			
260										

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A., 2022.

Zonas del Bloque 91 Arazá Este con potencial de exploración

En el área del Bloque, las areniscas Basal Tena son caracterizadas por ser delgadas y almacenar hidrocarburos (especialmente en el centro del bloque) pero son difíciles de descubrir. Por lo general, las arenas parecen estar mejor desarrolladas fuera de las estructuras convencionales. Si la compañía identifica correctamente los cuerpos de arena que contienen depósitos de hidrocarburos, será necesario perforar varios pozos exploratorios para probar la zona y el contenido de hidrocarburos en el yacimiento.

En el Bloque 91 Arazá Este, la Arenisca U es más continua que la Basal Tena y los atributos sísmicos, indican que puede haber depósitos atrapados estratigráficamente por cambios de facies. En algunos lugares, las trampas de la Arenisca U pueden superponerse con Basal Tena, pero hay varios lugares donde no coinciden. Si PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A descubre depósitos de aceite en algunos de los prospectos iniciales, se requerirá la perforación de varios pozos exploratorios a través de todo el bloque para probar la zona y evaluar su comercialidad.

La estructura es importante para la acumulación y atrapamiento de hidrocarburos. El petróleo se descubre con frecuencia mediante la perforación en profundidad de estructuras productivas conocidas. Además, las fallas grandes son propensas a más fracturas, lo cual es importante para la producción en las Calizas A y B. Si las perforaciones iniciales descubren petróleo en la Arenisca T, Hollin o fracturas en las Calizas A o B, existe una buena justificación para continuar explorando a lo largo de las estructuras.

El Bloque 91 Arazá Este tiene un área significativa (44000 hectáreas). El área de las plataformas incluidas dentro del EIA es, en promedio, de 1,50 hectáreas para cada una. Al considerar 3 áreas operativas, el total de área cubierta por las áreas operativas (1.5 Hectáreas x 3 plataformas) es de 4.5 hectáreas. Se han elegido zonas con bosques secundarios en su mayoría, de tal manera de minimizar el impacto ambiental asociado a su construcción y operación. Se planea perforar pozos direccionales (con mínima desviación) con un radio de hasta 1 km entre la posición en superficie del contrapozo y el objetivo subterráneo, con el fin de obtener información como registros eléctricos de buena calidad y con bajo riesgo de complicaciones operacionales.

Se debe considerar que la perforación de pozos exploratorios tiene como objetivo la adquisición de información para la caracterización del reservorio y campo, es por esto por lo que los diseños deben estar enfocados a disminuir el riesgo de adquisición de la información y adquirir toda la información posible del pozo y las formaciones objetivo. Para el diseño de un pozo, uno de los factores más importantes es la trayectoria, la cual dependerá de las coordenadas objetivo y la posición en superficie del contrapozo o locación donde se ubicará el taladro. A mayor distancia horizontal entre el objetivo y la posición del taladro, mayor inclinación necesitará el pozo para alcanzar el objetivo.

No incluir suficientes áreas de operación en el presente estudio puede causar retrasos y limitar el plan de exploración. De acuerdo con la legislación vigente, la etapa de exploración tiene un plazo máximo de cuatro años, por lo que se requiere optimizar los tiempos de regularización ambiental con el fin de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos con el Estado ecuatoriano. No se cuenta con el tiempo suficiente para realizar procesos adicionales de regularización ambiental de nuevas plataformas dentro del plazo de la etapa de exploración

PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A tiene el compromiso contractual con el Estado ecuatoriano de perforar 3 pozos exploratorios en el bloque Arazá Este. La perforación de estos 3 pozos debe cumplirse dentro del periodo de exploración, el cual, de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente, durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más previa justificación del contratista y autorización del Ministerio del ramo. Dentro de este periodo de 4 años (48 meses), se consideró un plazo de 14 meses para el proceso de regularización ambiental de las actividades de exploración, quedando un periodo de 34 meses

(de los 48 meses que comprende el período de exploración) para la ejecución de las actividades operativas. La planificación de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A comprende la perforación de hasta 3 pozos establecidos en el contrato con el Estado ecuatoriano en dicho periodo de 34 meses, sin descartar la posibilidad de perforar pozos adicionales dependiendo de los resultados obtenidos y previo cumplimiento de los requisitos o requerimientos del Ministerio del ramo

Además, es preciso especificar que, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, para su campaña de exploración, requiere tener flexibilidad para reprogramar las operaciones puesto que existe una incertidumbre geológica con respecto a la interpretación basada en amplitudes.

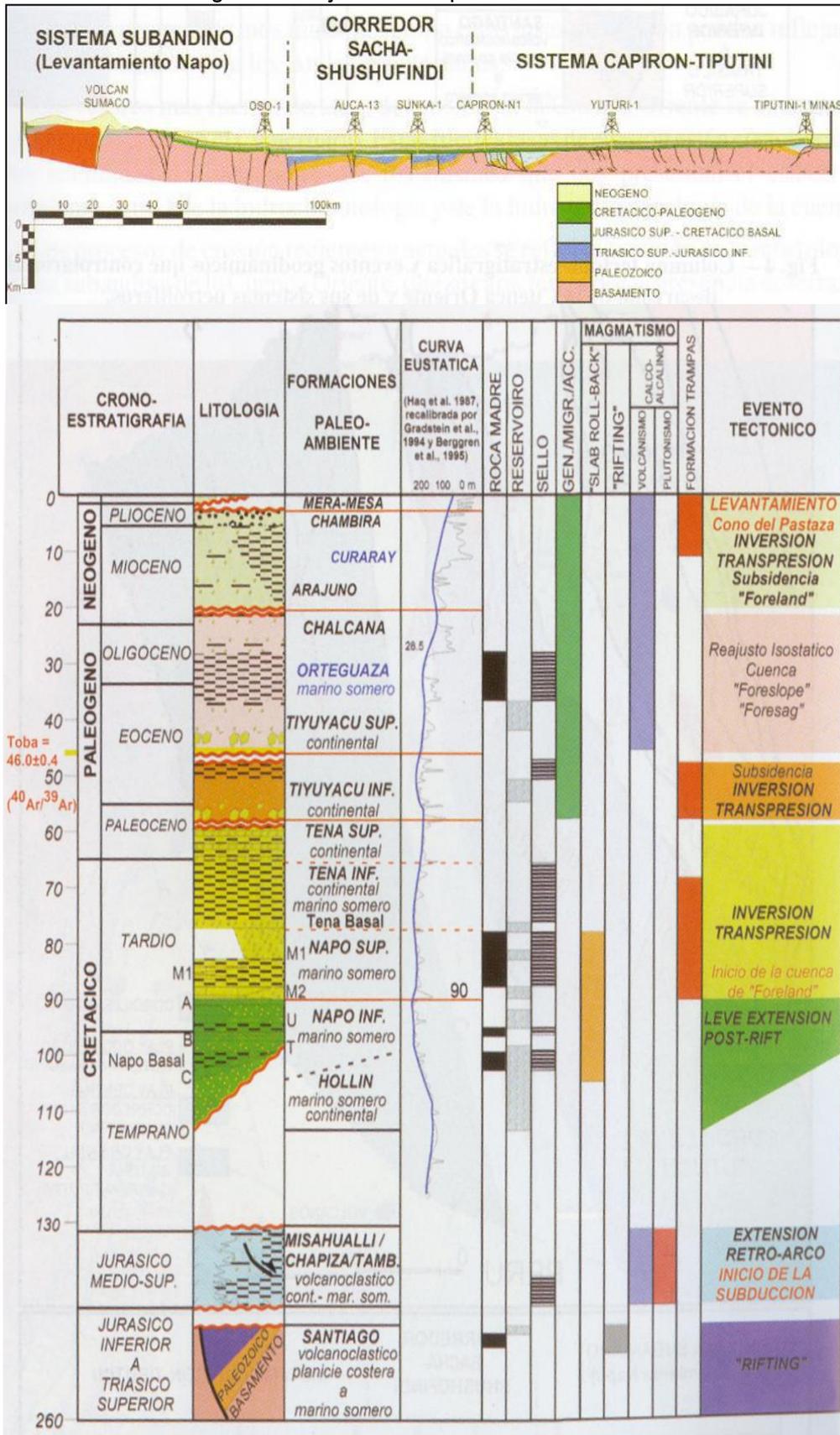
Es posible encontrar calidad pobre de roca en zonas de alta amplitud por lo que requiere cierta flexibilidad y alternativas para así poder probar otras zonas con diferente respuesta de amplitud. La dependencia de estos prospectos es alta: si un pozo está posicionado en una amplitud alta y resulta ser un pozo seco, los pozos que están posicionados en esa misma amplitud no serán ejecutados y otras zonas tendrán que ser evaluadas. En resumen, el tamaño, la geometría, el número de zonas de interés y la variabilidad/incertidumbre geológica requieren de múltiples pozos y áreas de operación para transformar estos recursos prospectivos en reservas para su subsecuente desarrollo.

El objetivo de este programa de exploración es verificar la ubicación de yacimientos de hidrocarburos, en trampas (*traps*) estructurales, estratigráficas o mixtas, según lo detectado por estudios geológicos o geofísicos. Las pruebas a largo plazo y/o la producción temprana pueden ocurrir dentro de la fase de exploración.

Los objetivos de exploración son:

- ✓ Los objetivos primarios (productivos) en el área incluyen el Mesozoico y el Terciario: Hollín, C-Limestone, T-Sandstone, B-Limestone, U-Sandstone, A-Limestone, M2 Sand/Limestone, M1 Sand/Limestone, Basal Tena y Tiyuyacu. Con respecto a Tiyuyacu se cuenta con la autorización por parte del estado ecuatoriano,
- ✓ Los objetivos secundarios incluyen zonas Cuaternarias/Terciarias poco profundas (Mesa, Chambira, Arajuno, Chalcana, Orteguaza), así como Mesozoico más profundo a Paleozoico (Chapiza, Santiago, Macuma, Pumbuiza).

Figura 19. Objetivos Principales en el Área de Interés



Fuente: Cuenca Oriente, Geología y Petróleo, Modificado, Marco Rivadeneira, Patrice Baby, Roberto Barragan (2004).
Tomada de IRD-PETROPRODUCCION (1999).

1.8.3.2.7. Aguas subterráneas

Del historial de las perforaciones realizadas por el sector los pozos más cercanos pertenecientes a EP PETROECUADOR (PAD A y PAD B) y que se encuentran en la misma, durante la perforación de los pozos y de acuerdo a los resultados obtenidos en las evaluaciones de las formaciones, no se ha evidenciado presencia de acuíferos en todo el proceso de perforación, se presenta el análisis correspondiente a la descripción geológica y la no presencia de acuíferos de los resultados obtenidos de la perforación de pozos aledaños.

Tabla 45. Evaluaciones de las formaciones

Profundidad de Perforación (pies)	Descripción Geológica
4000	Arcillolita: Púrpura, café rojizo, textura terrosa. Ligeramente Calcárea
4250	Arcillolita: Café Rojiza, café claro, ligeramente calcárea asociada con anhidrita
4400	Arcillolita: Púrpura, café amarillento, café rojizo. Ligeramente calcárea
4500	Limocita: café rojizo, gris verdosa, ligeramente calcárea
4700	Arcillolita: café rojizo, café amarillento, ligeramente calcárea
4850	Limolita, café rojizo, gris verdosa, terrosa ligeramente calcárea
5000	Arcillolita café rojiza, ligeramente calcárea
5150	Limolita café rojiza, gris verdosa, ligeramente calcárea.
5300	Arcillolita: café rojizo, cerosa a terrosa, ligeramente calcárea
5400	Limolita: Café rojiza, ligeramente calcárea
5550	Arcillolita, café rojizo, ligeramente calcárea
5700	Limolita: café rojizo gradando arenisca de grano fino
5800	Arcillolita: café rojizo ligeramente calcárea
6500	Lutita: Gris clara no calcárea
6600	Lutita: Gris verdosa, ocasionalmente con inclusiones de pirita no calcárea
6700	Lutita: Gris verdosa con inclusión de pirita no calcárea
6800	Limolita: Gris clara no calcárea
6900	Lutita: Gris verdosa, no calcárea
7000	Limolita: Gris clara no calcárea
7100	Arenisca: Cuarzosa blanca, gris clara, pobre porosidad inferida, sin presencia de hidrocarburos
7250	Lutita: Gris verdosa, gris clara, textura terrosa a cerosa, no calcárea.
7350	Limolita, crema, gris clara, gris verdosa, suave a moderadamente firme locamente gradando a una arenisca de grano muy fino, no calcárea
7450	Lutita: Gris clara, suave a moderadamente, firme físil, textura cerosa, no calcárea
7550	Tope estimado FTIY Arcillolita: Café rojiza, café amarillento, crema, gris clara, no calcárea
7600	Areniscas: Cuarzosa blanca, gris clara, pobre porosidad inferida, sin presencia de hidrocarburos
7700	Limolita: café rojizo no calcárea
8000	Arcillolita: Café amarillenta, café rojizo, textura terrosa no calcárea
9000	Arenisca: Cuarzosa, lítica, blanca, amarilla, translúcida porosidad no visible, sin presencia de hidrocarburos
9200	Limolita: Gris verdosa, gris clara firme de bloque no calcárea
9300	Tope estimado CTIY Conglomerado negro, gris oscuro, fragmentos angulares fractura concoidea
9400	Arcillolita: Roja ladrillo, café rojizo no calcárea
9550	Arcillolita: Roja ladrillo, café rojizo, crema, café amarillento ligeramente calcárea.
9650	Tope estimado F Tena Arcillolita café obscura, café rojizo, café amarillento ligeramente calcárea
9800	Arenisca: cuarzosa, gris clara, sin presencia de hidrocarburo
9900	Limolita: Gris clara, gris verdosa, ligeramente calcárea
10000	Arcillolita: café oscuro, ligeramente calcárea
10350	Limolita: Gris verdosa moderadamente firme a firme
10450	Tope estimado F Napo Lutita: Gris oscuro, negra, gris clara, no calcárea
10550	Caliza: Gris oscura, negra, gris oscura sin presencia de hidrocarburos
10850	Lutita: Gris oscura negra, gris clara ligeramente calcárea
10950	Caliza: gris oscura, gris clara, porosidad no visible sin presencia de hidrocarburos.
11000	Arenisca; Cuarzosa blanca, porosidad no visible sin presencia hidrocarburos Profundidad Total Objetivo

Fuente: EP PETROECUADOR, 2021

Sin embargo, en la Línea base presentada en este estudio (Ítem 6.1.34. Interpretación de Resultados de Resistividad Eléctrica), se realiza una previa caracterización ambiental de agua subterráneas mediante la metodología de sondeos eléctricos verticales (SEV) que permitirá únicamente evidenciar sitios aproximados en los cuales puedan existir presencia de acuíferos y esto a su vez, permita realizar la primera perforación para la toma de mediciones para futuros monitoreos. Los resultados de esta primera muestra tomada serán considerados como línea base para la comparación de futuros monitoreos. Referirse Anexo 1.6. Informes de Ingeniería y Cálculo (Informe SEV).

Como medidas de seguridad para protección de acuíferos se tomará en cuenta lo siguiente:

Es indispensable recalcar que previo a la perforación de cada pozo PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A analiza a cabalidad el cumplimiento del Art 53 del Acuerdo Ministerial 100 A, por lo tanto, dentro de su análisis está las siguientes consideraciones:

1. El pozo se perfora en tres secciones: Superficial, intermedia y de producción y son revestidas por intervalos.
2. Cada sección se perfora con sobre balance por estabilidad del Pozo.
3. La sección superficial es la más propensa a presentar acuíferos y va hasta una profundidad promedio vertical de 5200 ft. Esta sección se perfora con un sistema lodo base agua y bentonita. En caso de existir influjo de agua de nivel bajo y medio (<10 bbls/hora)) se realizará una estimación de presión de flujo en cabeza, se incrementa la densidad del fluido, peso del lodo con carbonato de calcio y viscosidad con bentonita hasta una densidad requerida para controlar la presión de flujo del acuífero. En caso de que el influjo sea alto (>10bbls por hora) y la presión estimada de flujo se requiera una densidad superior a las 12 libras por galón realiza un tapón de cemento balanceado de 14 libras por galón.
4. La sección intermedia no se tiene historia de aporte de acuíferos, en caso de presentarse el procedimiento es similar a la sección superficial. La sección superficial llega hasta una profundidad de 8200 ft promedio vertical
5. La sección de producción contiene hidrocarburos y agua de formación. La probabilidad de presencia de influjos por acuíferos es baja y el procedimiento es similar a la sección superficial. Esta sección llega hasta los 9800 ft promedio vertical.

Sin embargo, es importante establecer que, para la perforación, el fluido principal es base agua, que por sí misma constituye un fluido de perforación al cual se adicionan químicos (Referirse Tabla 51. La lista de químicos principales empleados) o simplemente bentonita para mejorar sus propiedades (El volumen de químicos que se adicionan al agua para formar el fluido varían de acuerdo con las características de cada pozo). La mezcla más difundida es agua-bentonita, esta mezcla forma un lodo con características específicas de viscosidad (que permiten acarrear los recortes generados por la acción de corte de la broca hacia la superficie) y densidad que proporcionan la presión necesaria para mantener la estabilidad, obteniendo con ello una perforación más efectiva.

Es indispensable considerar que el agua utilizada en cualquier etapa de la perforación será de la mejor calidad, es decir, deberá evitarse el uso de aguas residuales que intrínsecamente constituyen una fuente de contaminación. Las características químicas y bacteriológicas del agua deben ser identificadas por un análisis de laboratorio con el objetivo de evaluar el impacto que tendrá al subsuelo y definir las interferencias potenciales con las sustancias a ser evaluadas. Por lo tanto, para lo que se utilizará el fluido es lo siguiente:

- ✓ Enfriar y lubricar la broca y la tubería de perforación.
- ✓ Limpiar la broca y el fondo.
- ✓ Transportar (flotar) los recortes a la superficie y removerlos del fluido.
- ✓ Proporcionar estabilidad

- ✓ Prevenir la pérdida excesiva de fluido en formaciones permeables.
- ✓ Evitar daños a las formaciones productivas y maximizar su producción.
- ✓ Proporcionar integridad a la salud del personal.

Cada una de las funciones anteriores está sujeta a variación dependiendo del equipo de perforación, las condiciones en el interior, por ejemplo, temperatura y presión, y el tipo de formación geológica a perforar. Se puede asegurar que no existe un fluido maravilloso o milagroso que resuelva todos los problemas de perforación. Sin embargo, sí existe un gran desarrollo tecnológico con el objetivo de preservar las condiciones naturales del subsuelo, por lo tanto, esto está enmarcado en lo que se establece en el Art. 10 del Acuerdo Ministerial 100-A.

Con base en diferentes experiencias en campo se observa que para reducir el impacto de los fluidos de perforación al subsuelo y los mantos acuíferos se debe tener un estricto control de los siguientes parámetros: densidad, viscosidad, capacidad de filtración, contenido de arena y pH.

Todos los fluidos de perforación están compuestos de una fase líquida y una sólida. La primera etapa resulta de los materiales donde la broca incide, además de los diferentes productos que se adicionen a la fase líquida como bentonita y barita. De los componentes de la fase sólida, los materiales provenientes del corte de la formación constituyen un problema cuando estas partículas son muy grandes; esto debido a que pueden llegar a formar un abrasivo natural y afectar la broca de perforación y los equipos de bombeo cuando se recirculan.

Por eso es muy importante llevar un registro de los parámetros operacionales, ya que éstos proporcionarán los criterios de afectación al subsuelo y los daños inducidos a una posible afectación de acuíferos, además de señalar las condiciones del fluido de perforación. La viscosidad y la densidad son los factores que pueden afectar más la integridad de cada pozo.

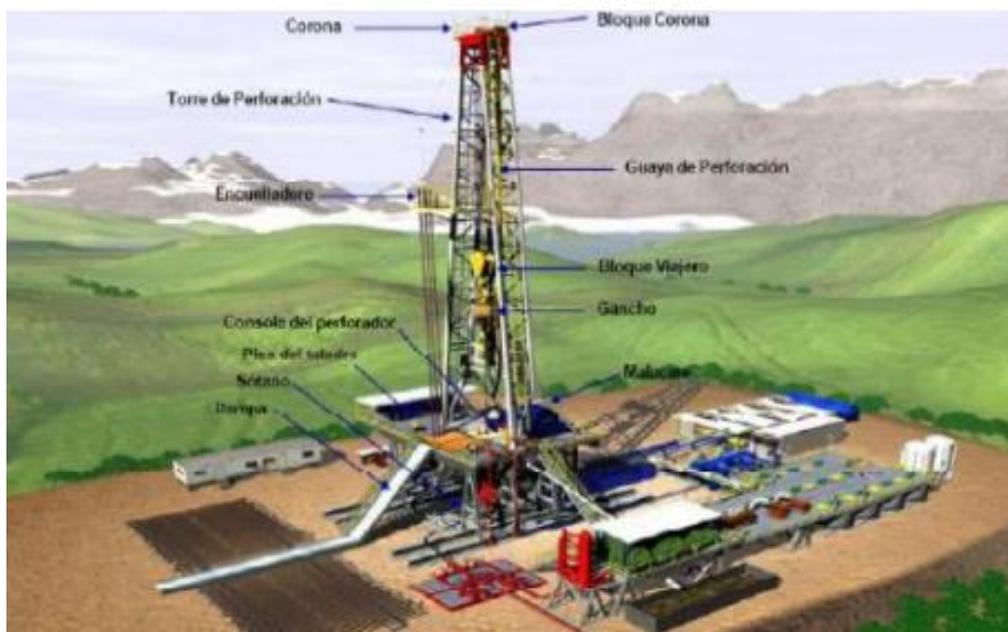
Al utilizar químicos (Referirse Tabla 51. La lista de químicos principales empleados) para conformar el fluido de perforación, deben contener componentes fáciles de neutralizar sin poner en riesgo las condiciones naturales del sitio. En conclusión, se utilizarán fluidos base agua, sin contenido de aceite para evitar contaminación de posibles acuíferos superficiales. Igualmente, se bombean píldoras con carbonato de calcio de diferente granulometría para puentear zonas porosas que puedan contener agua, evitando la filtración del fluido al reservorio de agua.

Igualmente, el programa de revestimientos se diseña en función de aislar zonas de acuíferos de la zona de interés evitando la migración de hidrocarburos a las diferentes fuentes de agua que puedan estar presentes.

1.8.3.2.8. Estado Mecánico

Los componentes del taladro de perforación que se utilizará para perforar los pozos exploratorios y de avanzada serán los siguientes:

Figura 20. Componentes del Taladro de Perforación



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Sistema de subestructura

Es el soporte general del equipo de perforación, sostiene el peso de todo el equipo y de los accesorios que estén en operación, sus características son determinantes en la capacidad del taladro.

Adicionalmente, permite soportar de manera programada la sarta de trabajo, peso sobre la broca, corrida de revestimiento, el arme, desarme, sacada, entrada, subida y bajada de los ensamblajes de fondo, de acuerdo con la planeación correspondiente. Soporta y permite la acomodación de la tubería de trabajo y, en algunos casos, la del revestimiento.

Sistema de potencia:

Es el sistema encargado de proveer energía a todo el taladro, esta energía es consumida principalmente por el sistema de levantamiento y el sistema de circulación del taladro, de esta manera los equipos encargados de suministrar la potencia son motores de combustión interna, los cuales se categorizan en motores Diesel eléctricos o motores de conducción directa. Este sistema facilita de manera operativa la transmisión de energía que se transforma desde energía eléctrica o de combustión. Estos sistemas se han desarrollado de tal manera dado que se están manejando herramientas que fácilmente pueden llegar a pesar más de 30 mil libras.

Sistema de levantamiento:

Se compone principalmente de la estructura y el soporte, y los equipos de levantamiento los cuales son (malacate, bloque viajero, corona y cable de perforación), su funcionamiento principal es el poder levantar tubería de perforación para realizar conexiones y así poder hacer más profundo el hueco, sacar tubería, o en algunos casos subir equipos externos a la torre para realizar procesos como lo son: Corrida de tubería de revestimiento; también es bueno explicar que el sistema de potencia suministra energía al malacate, el malacate es el equipo principal que permite realizar un movimiento de las herramientas hacia arriba o hacia abajo. Los equipos deben tener una inspección antes de cada trabajo, ya que siempre están en contacto físico entre ellos.

Foto 10. Sistema de levantamiento



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Sistema de circulación:

Compuesto principalmente por el fluido de perforación este sistema se encarga de poder suministrar este fluido de perforación por todo el sistema, esto con el fin de ayudar a proporcionar soporte hidrostático sobre la columna en la cual se perfora, también permite la remoción de cortes de perforación los cuales se generan al momento de hacer el agujero, proporciona lubricación y refresca las zonas que se encuentran en mayor contacto con el subsuelo. Este sistema se compone principalmente de (Fluido de perforación, tanques de almacenamiento de fluidos de perforación, bombas de perforación, control y removedor de sólidos. Asimismo, existen diferentes tipos de fluidos de perforación (base agua, base aceite, mezcla gas líquido y gases). El sistema de circulación permite la seguridad y estabilidad del pozo, permite un mayor rendimiento en la perforación, minimizando tiempos y aumentando rentabilidad, es el primer sistema de seguridad ante algún influjo ya sea de gas, petróleo o agua.

Figura 21. Sistema de circulación



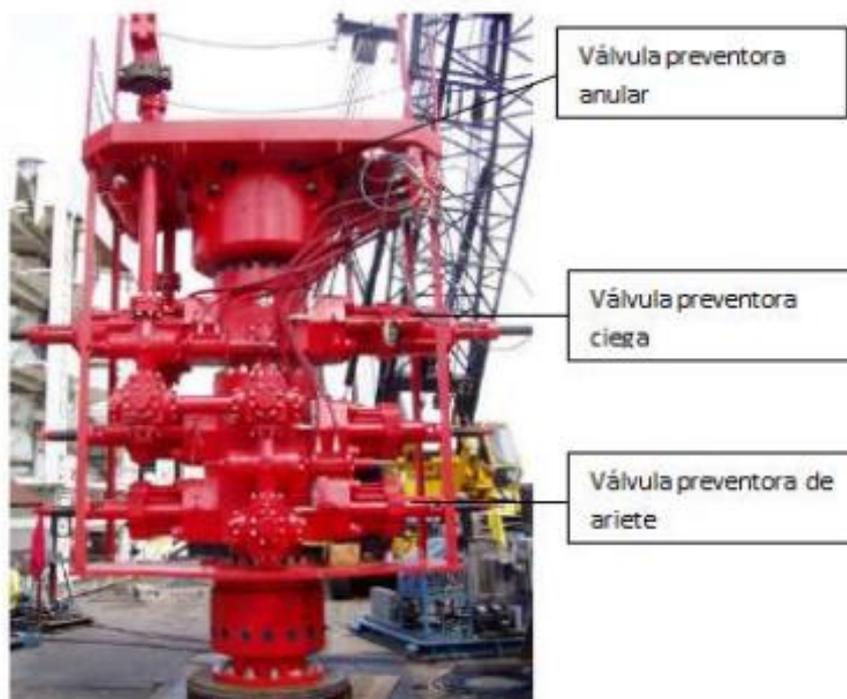
Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Sistema de rotación:

Este sistema se encarga de generar la rotación al momento de realizar la perforación, se pueden clasificar diferentes maneras para realizar la rotación las cuales son (Rotación convencional, rotación por top drive, o rotación por motor de fondo; de esta manera la elección de la rotación depende de cuan moderno sea el taladro, cómo del tipo de hueco que se quiera desarrollar, el equipo de rotación se compone principalmente de (Top drive o mesa rotaria, Sarta de perforación y ensamblaje de fondo y broca). Por lo tanto, entre más rotación se tenga en el sistema, más velocidad se podrá tener de perforación y se podrán disminuir tiempos operativos, sin embargo, la broca que es la herramienta que tiene contacto directo con la formación es la que va a recibir mayor gasto y daño, por esa razón y dependiendo del tipo de formación que se esté perforando se establecen velocidades de rotación y un tipo de broca. Las brocas se clasifican en triconicas y en diamante policristalino (PDC), las brocas triconicas se usan principalmente para perforar formaciones arcillosas, sus dientes tienen la propiedad de triturar y de hacer cortes grandes, las brocas PDC se usan para perforar formaciones duras y rígidas sus dientes tienen la capacidad de cortar y estos dientes suelen ser con punta de diamante.

Sistema de seguridad: Las perforaciones petroleras se caracterizan en ocasiones por el alto grado de riesgo que se maneja, no solo en el aspecto ambiental, sino también en el de seguridad y operativo. En ocasiones se perforan yacimientos que pueden tener fluidos con presiones extremadamente altas, el primer método de control es el fluido de perforación, pero no siempre se puede controlar de esta manera, por tal razón se diseñaron equipos que permitieran ofrecer una mayor seguridad, estos equipos se dividen en válvulas preventoras (anulares, de ariete, de ariete ciega), acumuladores, manifold y el kill line. Todos estos componentes se encuentran ubicados en el cabezal de pozo.

Foto 11. Válvula preventora



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Sistema de seguridad industrial

Corresponde a los equipos y herramientas complementarias al sistema de control de pozos ubicados alrededor del taladro y en puntos estratégicos de las plataformas A, B y C.

Se podría decir que es el sistema de contingencia o prevención ante algún suceso desfavorable en contra del desempeño de la perforación, que atente contra la salud del personal operativo y ambiente. Está conformado por equipo de protección personal (EPP), equipo de protección ergonómica, equipo de seguridad en la torre (arneses, jerónimo, yoyo), alumbrado de emergencia, explosímetros, indicadores de viento, equipo de alarmas, información de manejo de químicos de alto riesgo, sensores de gases inflamables, tóxicos o corrosivos/ácidos, analizadores de oxígeno, señalización, manejo de primeros auxilios, equipo contra incendio, equipo de autocontenido respiratorio, elementos para atender derrames y demás elementos necesarios.

Otros equipos importantes se enlistan a continuación:

- ✓ Equipos para control direccional del pozo que corresponde a herramientas especializadas para medir y direccionar la broca y sarta de perforación.
- ✓ Equipos para la cementación que corresponde a la operación mediante la cual se bombea una lechada de cemento por la tubería de perforación, para adherir la tubería de revestimiento a las paredes del pozo.
- ✓ Equipos para el tratamiento de agua, con el fin de suministrar agua para uso doméstico y para el tratamiento de las aguas residuales.
- ✓ Equipos para la toma de registros del pozo, pueden ser equipos de toma de registros mediante la perforación (LWD) o equipos corridos con guaya eléctrica luego de que la sección sea perforada (*wireline logging*).
- ✓ Equipos de soldadura y para mecánica.
- ✓ Tubería de perforación (drill pipe, HWDP, DC y otros).

Actualmente PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A con el fin de alcanzar los objetivos propuestos, contratará los servicios de empresas reconocidas en este campo de acción para el desarrollo de estas actividades, por tanto, los servicios de construcción de pozo y la torre de perforación estarán a cargo de las empresas contratistas, todas ellas con la coordinación y control de personal de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A.

1.8.3.2.9. Procedimiento para la Perforación

Para la perforación de cada pozo se contempla el siguiente procedimiento:

Se realiza la perforación del pozo por secciones con brocas de 16, 12^{1/4} y 8^{1/2} pulgadas, hasta alcanzar la profundidad del objetivo geológico.

- La sección de 16 pulgadas corresponde a sedimentos compuestos por posibles cantos rodados en la parte superficial, paquetes de arena conglomerática, arcillolítica, limolítica, hasta ingresar en la formación Chalcana, compuesta en su mayor parte por arcillolita y limolita. Esta sección se la considera de baja consolidación, buena perforabilidad, eficiente para trabajo direccional y se la asegura con revestimiento de 13 ^{3/8} pulgadas y cimentación con lechada de cemento clase "A" de 15,6 ppg.
- La sección intermedia de 12^{1/4} pulgadas atravesará las formaciones Chalcana compuesta en su mayor parte por arcillolita y limolita, Orteguaza la cual está compuesta por lilitas de mediana consolidación, Tiyuyacu compuesta por paquetes de arcillolita de buena perforabilidad y un paquete de conglomerado de alta dureza que requiere parámetros reducidos de perforación para no desgastar en exceso la broca. Adicionalmente se llegará a la formación Tena compuesta por arcillolitas por encima del reservorio Basal Tena. La sección intermedia se la asegura con

revestimiento de 9 ^{5/8} pulgadas hasta superficie y cementación con 2 lechadas de cemento clase "A" de 13.5 ppg y Clase G de 15.8 ppg.

- La sección de 8^{1/2} atravesará los objetivos geológicos controlando el daño de formación mediante reducción de filtrado, punteo adecuado de las areniscas reservorio, estabilización de lutitas y control de parámetros operacionales para dejar un hoyo de buena calidad, Se planea correr registros en hueco abierto con el fin de evaluar las propiedades petrofísicas de cada una de las formaciones de interés (objetivos) durante la perforación (LWD) o mediante guaya eléctrica de acuerdo con las condiciones mecánicas y estabilidad del hoyo considerado en el diseño. Una vez confirmados resultados positivos la sección de producción se la asegura con la instalación de revestimiento corto de 7 pulgadas con colgador en el revestidor de 9 ^{5/8} pulgadas y cementación con preflujos de limpieza y con 2 lechadas de cemento clase "G" de 15.8 ppg y 16.5 ppg.

Completación de pozos

Durante las operaciones de completación, se realizará la limpieza del pozo, toma de registros a hueco entubado, cañoneo y evaluación de producción de los reservorios con potencia de producción de hidrocarburos e instalación del sistema de levantamiento artificial que se requiera para producción del reservorio de mejor potencial.

En caso de que los resultados de las pruebas de producción de los pozos que se perforen en el área no son los esperados, se decide dar por terminado el proyecto.

Una vez cumplidos los compromisos adquiridos, se iniciará la etapa establecida, consistente en la ejecución de todas las actividades de desmantelamiento, abandono y restauración de las áreas intervenidas.

1.8.3.2.10. Tratamiento y disposición de fluidos y rípios de perforación

Para el tratamiento y disposición final de fluidos y rípios de perforación, se deberá cumplir lo expuesto en el Artículo 42 del AM 100-A, para lo cual se tomará atención a lo siguiente:

- Se realizará monitoreos de radioactividad en caso de disponer en superficie lodos y rípios de perforación junto con lodos de decantación del tratamiento de fluidos de perforación, a fin de que se cumpla con los límites máximos permisibles para su exposición al público.
- En caso de que la radioactividad supere los límites máximos permisibles se entregará a gestor ambiental calificado.

Los desechos que mayor atención requieren durante las actividades de perforación son los lodos y recortes de perforación, sumadas las partículas que se desprenden de la formación desde la superficie interior del agujero; dichas partículas son creadas por la acción aplastante y rotatoria del taladro

Para el manejo de fluidos y rípios de perforación, se implementará un proceso denominado Sistema Cerrado de Tratamiento, el cual permitirá evitar la descarga de desechos líquidos o sólidos directamente en el sitio y además es un proceso efectivo para el tratamiento de este tipo de residuos.

La finalidad del Sistema es reducir los volúmenes de diluyentes en el sistema de lodos de perforación y de igual manera se reduce el lodo de desecho y el volumen de residuos líquidos tratados.

En el Sistema de Tratamiento de lodos, el lodo de desecho se tratará a través del método de DEWATERING, que consiste en la deshidratación de los rípios de perforación. Los efluentes que

proviene de este sistema son tratados durante las operaciones de perforación, permitiendo la reutilización en un 100% del agua producto de la deshidratación y su correspondiente tratamiento para la preparación de nuevos lodos de perforación o bien para el lavado de los equipos del taladro o refrigeración de algunas máquinas. Los líquidos resultantes del DEWATERING serán tratados; se ejecutará el control y monitoreo de estos.

El sistema de DEWATERING consiste en sistema de tanques verticales de 500 bls con una unidad de tratamiento, bomba centrífugas, bomba de diafragma y laboratorio con sus equipos de ensayo.

El tanque de lodos está equipado de un agitador, luego pasa por un sistema de bombas hacia unas centrífugas, en donde el lodo es separado en sólido y líquido. El polímero es inyectado a la línea de lodos por medio de bombas. El agua, luego de pasar por los tanques, es enviada al sistema de tratamiento, donde se realiza un procedimiento de floculación y coagulación. El proceso de coagulación (desestabilización de las partículas en suspensión debido a la reducción de las cargas electrostáticas, lo cual permite que estas se muevan más cerca y más juntas. El proceso de floculación (Punteo físico de dos o más partículas, la cual aglomera estas partículas, las aglomeraciones son fuertes y resistentes a fuerzas mecánicas, por lo general es irreversible

Se realizará el análisis físico- químico de compatibilidad cuando se requiera utilizar agua como fluido para la preparación de un lodo.

Las aguas provenientes del DEWATERING, aguas del contrapozo, y aguas de lavado de los equipos de perforación se entregarán al punto de captación dispuesto por el representante técnico ambiental de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A quien será el responsable de gestionar la disposición final de este desecho o con un gestor ambiental autorizado que tenga las facilidades y licencia ambiental para el manejo de este tipo de desechos. El tiempo de almacenamiento dependerá del volumen de desechos generado y la necesidad de realizar la evacuación hacia las instalaciones del gestor de desechos, siendo en promedio entre 7 y 14 días. Referirse Anexo 3.2, Licencias Gestores Ambientales.

El sistema de tratamiento de ripios está constituido por un equipo integral para control y remoción de sólidos.

Para el control de sólidos en el fluido de perforación se utiliza la estrategia de Remoción Progresiva de Sólidos. El equipo primario de control estará conformado por: 4 Zarandas, 1 Desarenador, 1 Desarcillador, 3 centrífugas decantadoras y una zaranda secadora de cortes.

Los residuos provenientes del hueco son separados por el equipo de control de sólidos del taladro de perforación, utilizando los siguientes equipos:

- ✓ **Desgasificador:** Elimina cualquier fluido gaseoso o volátil que provenga del subsuelo, que esté incluido en el lodo y que pueda afectar el normal desempeño del equipo de perforación, tanto en el aspecto humano como mecánico (H₂S, CO₂, metano, otros).
- ✓ **Zaranda vibratoria:** Retira sólidos de tamaño medio, como guijarros y arenas gruesas, que transporta y arrastra el fluido de perforación.
- ✓ **Desarenador:** Remueve aquellas partículas que se ubican entre arenas muy finas y arcillas.
- ✓ **Centrífugas:** Es la separación más exhaustiva de sólidos transportados por el lodo de perforación y consiste en la remoción de limos y arcillas que no deben integrarse al lodo de perforación.

Cuando se desee sacar el lodo del sistema activo (porque no cumple las propiedades o porque sobra), este pasa a la unidad de deshidratación (*dewatering*) en la cual se realiza la separación de las fases líquidas y sólidas mediante un proceso fisicoquímico y mecánico. Los sólidos separados del agua son retirados por el equipo de control de sólidos y caen a un *catch tank* localizado debajo de las zarandas; de allí, son conducidos hacia tanques, *catch tanks*, para su tratamiento o disposición, para lo cual se puede mezclar con cal y/o tierra. Una vez que cumplen con los

parámetros establecidos en la legislación vigente, pueden disponerse en piscinas, si estos cumplen con los límites permisibles de los parámetros dictaminados en el Acuerdo Ministerial 097-A.

Se construirán 4 piscinas en cada plataforma A, B y C la base de cada piscina se asentará sobre suelo firme con impermeabilización en la base (geomembrana termosellada) y debe mantener una pendiente en dirección del sistema de drenaje del 1%. Las piscinas de disposición estarán localizadas en cada plataforma, en un área específica. Se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- ✓ No debe ubicarse en zonas que existan fallas geológicas activas o que estén expuestas a deslizamientos o derrumbes de terrenos o estén afectadas por la actividad volcánica;
- ✓ No debe ser construida en zonas con riesgo de inundación
- ✓ No debe estar ubicado dentro del radio urbano a menos que la zonificación u otro instrumento de ordenamiento territorial lo permita.
- ✓ No deben estar ubicados en sitios que puedan afectar aguas superficiales y/o subterráneas destinadas al abastecimiento de agua potable, al riego o a la recreación.
- ✓ No debe ubicarse en suelos saturados, tales como riberas húmedas o el borde costero, a menos que el proyecto contemple un adecuado sistema de impermeabilización y una modificación permanente del flujo subterráneo que asegure que su nivel se mantendrá bajo 3 metros del sistema de impermeabilización.
- ✓ Cumplir con las normativas ambientales y de uso y ocupación del suelo emitidas a nivel seccional.
- ✓ Se deberá tener un acceso restringido, sólo podrán ingresar personas debidamente autorizadas por el responsable de la instalación.

Es importante acotar que PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A después de realizar un análisis técnico considerando los criterios descritos en líneas anteriores ha ubicado el área de lodos y ripios en un área que no afectará aguas superficiales, sin embargo previo a la construcción de las 4 piscinas en cada plataforma A, B y C, se realizó sondeos eléctricos verticales, con el objeto de detectar la presencia de los niveles freáticos, se medirá su profundidad, realizándose varias mediciones hasta encontrar que las variaciones de profundidad son mínimas y estables. Lo que es importante aclarar y de acuerdo con el levantamiento de campo, se pudo determinar que en la zona donde se construirán las piscinas de lodos y ripios y por ser un área alejada del centro poblado y de viviendas cercanas, los comuneros no utilizan los recursos hídricos para temas de abastecimiento de agua potable, riego o recreación.

Para mayor claridad las coordenadas de las piscinas, en donde se dispondrán los lodos y ripios de perforación serán:

Tabla 46. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma A

Nombre	Este	Norte	AREA DE PISCINAS
Piscina 1			0.2 Ha
1	332932,42	10003190,34	
2	332960,90	10003187,62	
3	332959,22	10003170,10	
4	332930,75	10003172,82	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 2			
1	332970,85	10003186,67	
2	332999,32	10003183,96	
3	332997,65	10003166,44	
4	332969,18	10003169,15	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 3			
1	332968,85	10003165,67	
2	332997,32	10003162,95	
3	332995,64	10003145,43	
4	332967,17	10003148,15	
Nombre	Este	Norte	

Piscina 4		
1	332930,42	10003169,34
2	332958,89	10003166,62
3	332957,22	10003149,10
4	332928,75	10003151,82

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 47. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma B

Nombre	Este	Norte	AREA DE PISCINAS
Piscina 1			0.2 Ha
1	332770,84	9999382,53	
2	332794,53	9999366,50	
3	332784,67	9999351,92	
4	332760,98	9999367,95	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 2			
1	332738,87	9999404,16	
2	332762,56	9999388,13	
3	332752,70	9999373,56	
4	332729,01	9999389,58	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 3			
1	332750,69	9999421,64	
2	332774,38	9999405,61	
3	332764,52	9999391,03	
4	332740,83	9999407,06	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 4			
1	332782,67	9999400,00	
2	332806,35	9999383,98	
3	332796,49	9999369,40	
4	332772,80	9999385,43	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Tabla 48. Coordenadas Piscinas de Lodos y Ripios de Perforación Plataforma C

Nombre	Este	Norte	ÁREA DE PISCINAS
Piscina 1			0.2 Ha
1	332962,71	9994750,98	
2	332990,61	9994744,71	
3	332986,76	9994727,54	
4	332958,85	9994733,81	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 2			
1	332931,39	9994758,01	
2	332959,29	9994751,75	
3	332955,44	9994734,57	
4	332927,53	9994740,84	
Nombre	Este	Norte	
Piscina 3			
1	332936,99	9994782,99	
2	332964,90	9994776,72	
3	332961,05	9994759,55	
4	332933,14	9994765,82	
Nombre	Este	Norte	

Piscina 4		
1	332968,32	9994775,96
2	332996,22	9994769,69
3	332992,37	9994752,52
4	332964,46	9994758,78

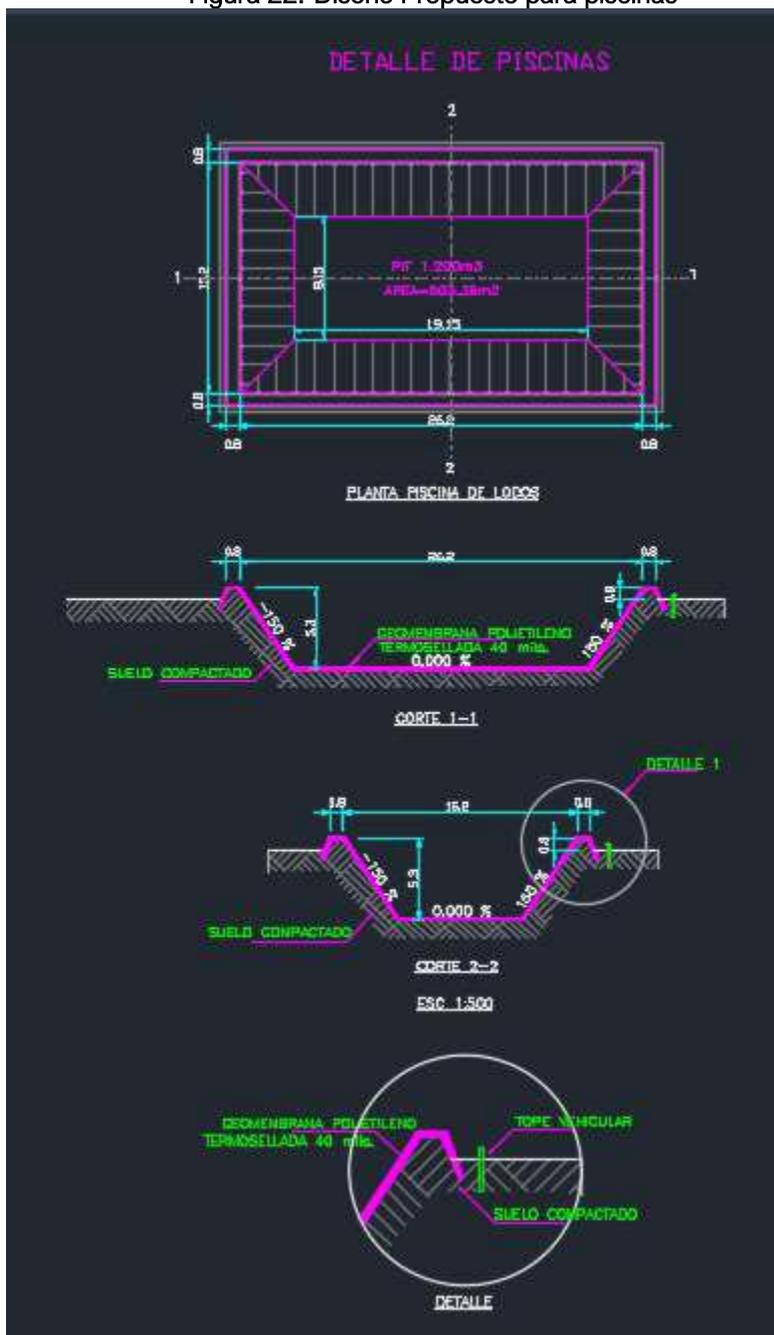
Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

El área total del área de piscinas de lodos y ripios en cada plataforma es de 0.2 Ha, es decir cada piscina tendrá un área de 0.05 Ha * 4 piscinas en cada plataforma= 0.2 Ha.

Las coordenadas expresadas anteriormente son las definitivas donde se dispondrán los lodos y ripios. El número de piscinas dependerá de las actividades propias de la perforación.

El volumen probable de lodos + ripios por pozo es de 1500 m³, El diseño propuesto para cada piscina se presenta en la siguiente Figura:

Figura 22. Diseño Propuesto para piscinas



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A. 2022

Posteriormente a que las piscinas hayan sido monitoreadas tal como lo especifica la normativa ambiental vigente Acuerdo Ministerial 097 A, se realizarán muestras compuestas representativas en función del volumen total de cada piscina. Además del análisis inicial para la disposición de los lodos se requiere un seguimiento a través de muestreos y análisis periódicos 1.- a lo siete días de la disposición 2.- a los tres meses 3.- a los seis meses de la disposición. Se incluirá de manera estratégica un drum de 55 galones de lodo que representará a cada fase de tratamiento de inicio y fin por piscina para que sirva como una fuente para el monitoreo representante del lodo depositado en cada piscina.

Se procederá al sellado con tierra de cada una de las piscinas, se utilizará la misma tierra que se obtuvo de las excavaciones de las mismas piscinas. Posteriormente se cumplirá con un programa de revegetación tal como se muestra en el Plan de Manejo Ambiental del presente Estudio.

Adicionalmente se contará con la señalización respectiva en donde se rotulará las coordenadas, volumen de las piscinas y su contenido.

Foto 12. Ejemplo de piscinas de rипios de perforación



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Es importante también recalcar que se cuenta con una alternativa adicional y es la evacuación de los rипios de perforación fuera del Bloque 91 Arazá Este, los cuales serán manejados por un gestor ambiental que cuente con la Licencia Ambiental respectiva.

1.8.3.2.11. Reacondicionamiento de pozos exploratorios y de avanzada

Dentro de las actividades de mantenimiento, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A se realizará el reacondicionamiento o workover de los pozos a perforar.

Para ello se requiere, entre otras actividades, las siguientes:

- ✓ Se controla el pozo con agua filtrada y tratada con químicos y densificante.
- ✓ Se arma el equipo de control de pozos o preventor de reventones (BOP).
- ✓ Se saca la bomba electro sumergible a cambiarse o mantenerse.
- ✓ Se limpia el pozo mediante el raspatabos para limpiar el casing.
- ✓ Se baja la nueva bomba electro sumergible o reparada.
- ✓ Se desarma el BOP y se arma e instala el cabezal del pozo.
- ✓ Se realiza las pruebas del pozo.

Las actividades de reacondicionamiento de pozo incluyen, entre otras, las siguientes:

- ✓ Prueba de restauración de Presión / DFIT: Diagnostic Fracture Injection Testing
- ✓ Control y monitoreo de presión. Pruebas de producción (swabbing, natural flow, jet pump, ESP)
- ✓ Re-perforación
- ✓ Cierre de zonas inyectando cemento
- ✓ Estimulación (ácida y/o alta presión)
- ✓ Inyección / Pruebas de inyectividad
- ✓ Pozos para disposición
- ✓ Pesca en operaciones con cable
- ✓ Perforación paralela
- ✓ Registros eléctricos
- ✓ Operaciones con cable, wireline cable eléctrico
- ✓ Limpieza de tuberías del pozo
- ✓ Monitoreo de pozo por microsísmica

- ✓ Perfil vertical de sísmica (VSP): medición sísmica para correlacionarla con los datos sísmicos de superficie
- ✓ Suspensión del pozo
- ✓ Abandono del pozo

El reacondicionamiento tiene por objeto el reparar pozos existentes o a su vez mejorar las condiciones sin variar las condiciones físicas / mecánicas del pozo y/o yacimiento.

Los reacondicionamientos se pueden realizar con torre o sin torre. Si se realiza con torre el reacondicionamiento para limpieza del casing, se instala la torre de reacondicionamiento se armará el equipo de control de pozos o preventor de reventones (BOP), se desinstalará la bomba electrosumergible y limpiará el casing del pozo mediante el raspatubos, concluida esta actividad se instalará nuevamente la bomba electrosumergible, se desmontará el BOP e instalará nuevamente el cabezal del pozo.

Durante el reacondicionamiento se procederá a matar el pozo, lo cual consiste en inyectar el fluido a presión por la camisa deslizante (sliding sleeve) que ha sido bajada previamente en la completación (se cierra mediante cable wireline) o directamente por el intake de la bomba electrosumergible. La presión inyectada será suficiente para llegar a la formación productora y vencer la presión de fondo fluyente BHP; finalizada la operación se pondrá a producir el pozo accionando la bomba.

Todos los equipos y maquinarias utilizados en los trabajos de reacondicionamiento de los pozos serán movilizados por vía terrestre, el campamento de la empresa proveedora de servicios se instalará en el mismo sitio donde se ha considerado el campamento temporal de perforación en cada plataforma A, B y C.

El listado de químicos que se utilizará para el reacondicionamiento de pozos son los siguientes:

Producto	Unidad	Identificación	Aplicación
OSW14259 (1.04.54.707)	5 gal/cn	Secuestrante de Oxígeno	Secuestrante de Oxígeno
XC14834 (GLUTA) (1.04.54.738)	5 gal/cn	Biocida (glutaraldehído)	Biocida (glutaraldehído)
WAW14252 (1.04.54.711)	5 gal/cn	Surfactante No iónico	Surfactante No iónico
WAW14501 (1.04.54.722)	5 gal/cn	Solvente Mutual for Cleaning	Solvente Mutual for Cleaning
CLAY MASTER 10/5C (1.04.54.723)	50 Kg/sxs	Inhibidor de Arcillas	Inhibidor de Arcillas
FP-6L (1.04.54.724)	55 gal/tamb	Antiespumante	Antiespumante

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Referirse Anexo 1.9. Hojas MSDS

1.8.3.2.12. Completación y pruebas de producción para la etapa de perforación de pozos exploratorios y de avanzada.

Descripción de Pruebas a Corto y Largo Plazo

Se realizarán pruebas cortas y extensas, con el objetivo principal confirmar la presencia de hidrocarburos, en volumen, características de producción y flujo, al igual que definir el mejor método de producción para este nuevo yacimiento.

Las pruebas de producción se realizarán de acuerdo con lo establecido por la Secretaría de Hidrocarburos, el Ministerio de Energía y Minas y la legislación vigente aplicable.

Las pruebas de producción se realizarán en facilidades para producción temprana que se instalarán en cada una de las plataformas. El crudo será transportado por vacuum bajo especificaciones (BSW menor al 1%) hasta un tanque portátil que se ubicará junto a la Unidad LACT (Punto de entrega de crudo fiscalizado al estado) a las instalaciones de EP PETROECUADOR más cercanas, teniendo tres alternativas:

- ✓ Estación Secoya
- ✓ Estación Pichincha
- ✓ Estación Shuara

Una vez que se llegue a tener un acuerdo con EP PETROECUADOR se podrá establecer el punto de entrega de crudo definitivo. Referirse Anexo 1.13. SOLICITUD DEFINICIÓN DE PUNTO DE FISCALIZACIÓN Y ENTREGA DE CRUDO DURANTE LA FASE DE EXPLORACIÓN Y AVANZADA, BLOQUE 91 ARAZÁ ESTE.

El agua de formación que viene junto con el petróleo crudo será entregada a un gestor ambiental calificado. (Anexo 1.14. Licencia Ambiental Gestor Ambiental Autorizado). El gas asociado es direccionado a un mechero para su quema, este será instalado en cada plataforma.

Luego de realizadas las pruebas de producción de los pozos, se determinará las variables de rentabilidad y volúmenes probables de producción, para entonces diseñar la infraestructura necesaria. Se perforarán los pozos de exploración y avanzada conforme el detalle presentado en líneas anteriores, esto en cada una de las plataformas definidas con el objetivo de delimitar el área del yacimiento, se construirán e instalarán los equipos conforme a la proyección real de producción.

Las pruebas de producción son claves en la industria petrolera, ya que sirven para monitorear la rentabilidad del pozo y sus resultados determinan la toma de decisiones de la inversión.

Las pruebas de producción comprenden:

- ✓ Pruebas a corto plazo: La prueba corta de producción tendrá una duración máxima de 30 días de producción de fluidos a diferentes tasas de producción, luego de lo cual se solicitará a la Secretaría de Hidrocarburos la fijación de la tasa de producción, conforme lo enunciado en el Art. 61 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Resolución Nro. ARCERNR-024/2021 Referirse Anexo 1.16. Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

Art. 61.- Pruebas de producción. - Una vez concluida la perforación y Completación de un pozo, el Sujeto de Control debe evaluar y producir a diferentes tasas de producción por un tiempo no mayor a treinta (30) días, luego de lo cual dentro de un término de cinco (5) Sesión de Directorio Extraordinaria Electrónica de 06 de julio de 2021 Página 23 de 82 días debe solicitar al Ministerio del Ramo la fijación de la tasa de producción. Dentro del período de evaluación del pozo, se deben tomar registros de presión con cierre de fondo u otros métodos que permitan su cuantificación, producción de fluidos, y de los parámetros y trabajos de evaluación y producción, que deben estar disponibles en cualquier momento, para el Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y ControlARC. El Ministerio del Ramo podrá aprobar la Prolongación del Tiempo de Evaluación en los pozos exploratorios o de avanzada, previa justificación técnica, por un período de tres (3) meses prorrogables hasta (3) meses más; una vez cumplido este plazo se debe presentar al Ministerio del Ramo el Plan de Desarrollo para su aprobación. El Ministerio del Ramo podrá autorizar hasta por tres (3) meses la prolongación del tiempo de evaluación, en los pozos perforados en la fase de Explotación previa solicitud técnicamente justificada. El Ministerio del Ramo previa solicitud motivada, autorizará hasta por seis (6) meses la evaluación de los pozos que resulten de las inversiones de Exploración Adicional realizadas en el Período de Explotación, siempre que previamente no se haya solicitado la declaratoria de comercialidad o Plan de Desarrollo, como consecuencia de que el proyecto resulte económicamente rentable. En caso de que no sea procedente la declaratoria de comercialidad, se aplicará lo señalado en los reglamentos de

contabilidad correspondientes, normativa legal y contractual vigente. En estos casos el Ministerio del Ramo podrá autorizar la producción de los pozos hasta el agotamiento de hidrocarburos o de energía del Yacimiento o finalización del contrato, previa solicitud motivada. En caso de fuerza mayor o caso fortuito debidamente justificado por el peticionario y calificado de conformidad con la normativa aplicable, la vigencia de la autorización de pruebas de producción podrá prorrogarse durante el tiempo que dure el evento. Los Sujetos de Control deben presentar al Ministerio del Ramo y a la ARC, un informe final de operaciones de Completación y pruebas de pozo, en quince (15) días calendario luego de terminado el trabajo, en el formulario establecido y cargado en su página web.

Se llevarán registros de presión-temperatura, de la producción de petróleo, agua, gas, y de los parámetros y trabajos de evaluación y producción.

La Secretaría de Hidrocarburos podrá aprobar la prolongación del tiempo de evaluación en los pozos exploratorios o de avanzada, previa justificación técnica.

Para la prueba, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A. dispondrá de equipos disponibles en las facilidades tempranas instaladas para su desarrollo para el manejo de los fluidos resultantes, separación primaria de fases, deshidratación, medición y fiscalización; esto, con el fin de cuantificar el volumen y las características de cada uno de los fluidos obtenidos del pozo. Se contará con un laboratorio para la operación, el cual deberá estar certificado.

Cuando las condiciones de logística y económicas no permitan transportar el crudo, las pruebas se harán contra tanque y en caso de prever encontrar crudo que no permita su manejo en tanques, se utilizarán intercambiadores de calor y/o calentadores y las emisiones a la atmósfera deberán cumplir con lo establecido en el Acuerdo Ministerial 097-A.

Las pruebas de producción de gas natural libre se realizarán utilizando una unidad MTU

- Liberación de la unidad MTU con sus respectivas certificaciones y liberación para el trabajo.
- Coordinar el tipo de trabajo que se va a realizar (Inicio, Reinicio de Operaciones o Mantenimiento de la MTU).
- Realizar reuniones de trabajo para contemplar los parámetros de seguridad a considerar previa la realización del trabajo, usar EPP, identificar rutas de escape y zonas seguras en caso de emergencia.
- Los técnicos que van a realizar el trabajo deben identificar válvulas, conexiones, tanques y líneas de flujo, para un trabajo óptimo y seguro.
- Los técnicos deben proveer el fluido motriz para el llenado del módulo de la unidad necesario para el arranque.
- Se debe realizar pruebas de presión en las líneas de flujo de acuerdo con las especificaciones de diseño.
- Antes de iniciar cualquier actividad se debe inspeccionar y habilitar los sistemas de seguridad de la MTU; abriendo válvulas de entrada a las válvulas VRP, relief de baja, disco de ruptura, las mismas que deben estar calibradas y certificadas.
- En el cabezal del pozo, alinear las válvulas para bombeo directo Tubing-Casing.
- Alinear las válvulas en el manifold de tal manera que tengamos una línea de inyección hacia el cabezal del pozo y de retorno que ingrese al separador.
- Arrancar Unidad MTU para iniciar la evaluación, considerando los parámetros de diseño:

- Presión de Inyección
- Caudal de Inyección
- Presión de Separador
- RPM del motor

- Durante el periodo de prueba de producción del pozo, se evaluará el BSW (Basic Sediment and Water), de inyección y retorno, salinidad y grado API del hidrocarburo.
 - Colocar protecciones de sensores en el Murphy con presiones mínimas y máximas, en el manómetro de succión y descarga, las cuales serán determinadas ya sea como medida preventiva o para proteger la unidad MTU.
 - Inspeccionar constantemente los parámetros con los cuales queda operando la unidad en superficie.
- ✓ Pruebas a largo plazo: La prueba extensa de producción tiene como objetivo principal confirmar la presencia de hidrocarburos, en volumen, características de producción y flujo, al igual que definir el mejor método de producción para este nuevo yacimiento.

Las pruebas de producción para la fase de exploración podrán durar hasta seis meses, previa solicitud a la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La adaptación o construcción de estas instalaciones generalmente se basa en los resultados positivos de la prueba de producción inicial y puede ser el resultado de la expansión del Conjunto de Pruebas de Pozos Básicos o la construcción planificada desde el principio, como un LTT.

Se contará con un laboratorio para la operación, el cual deberá estar debidamente certificado.

Pruebas de producción de pozos exploratorios y de avanzada

Las pruebas de producción tendrán una duración acorde a la reglamentación aprobada de producción de fluidos por intervalo probado. En pozos exploratorios se deben realizar pruebas de presión, pruebas selectivas por cada intervalo cañoneado y tomar muestras para la caracterización de fluidos. La modificación del tiempo de prueba puede variar en función a los resultados iniciales obtenidos, previa validación y aprobación.

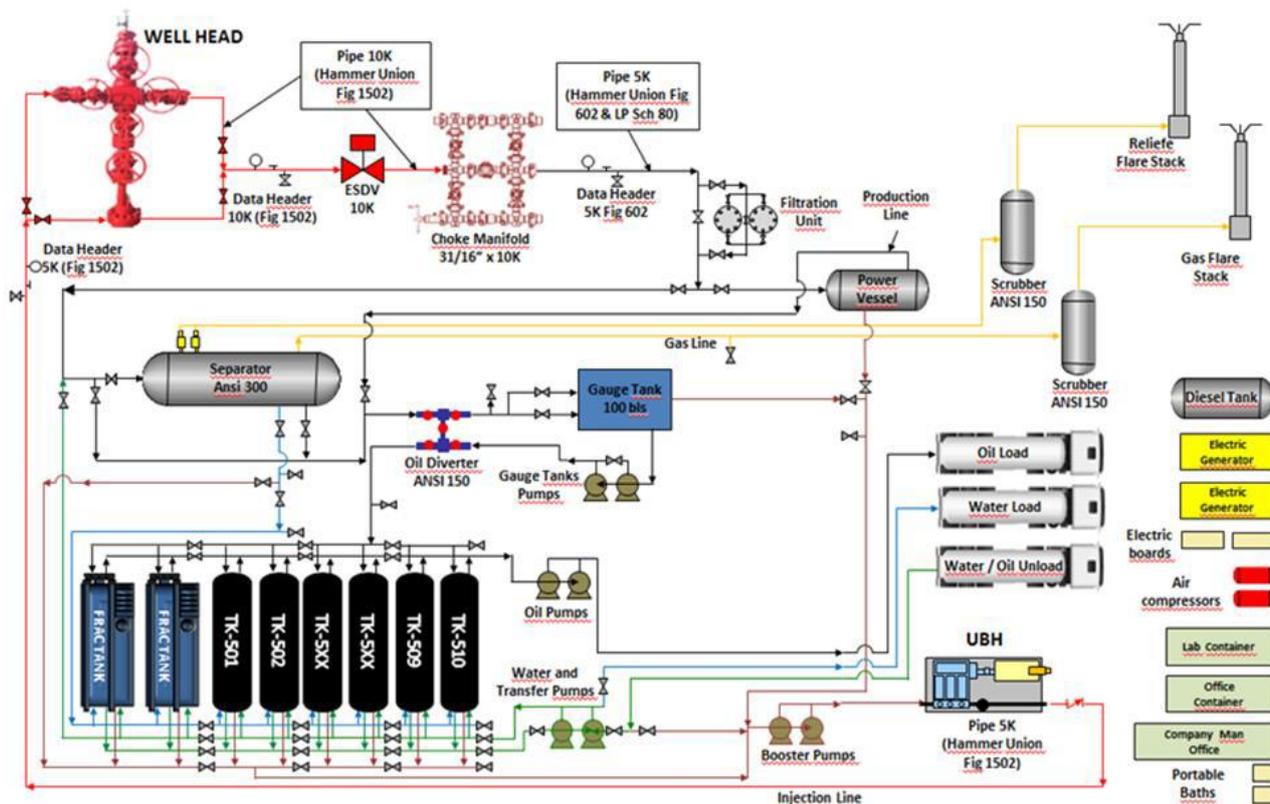
Como objetivos de la prueba de producción de pozos exploratorios se tiene:

- ✓ Garantizar condiciones de operación, cuidado de los equipos y la seguridad del personal encargado de la operación.
- ✓ Realizar una prueba de flujo en el pozo de exploratorio de modo inmediato a la culminación del completamiento establecido.
- ✓ Cuantificar la productividad del pozo y caracterizar los fluidos producidos, de tal forma que permita evaluar el potencial de producción real del pozo (IP).
- ✓ Evaluar parámetros del yacimiento (presiones, permeabilidades, productividad, porosidades, saturación, límites, daño de formación, etc.), que permitan dimensionar el volumen de reservas probables del campo.
- ✓ Dimensionar la capacidad de producción del pozo y características de los fluidos para diseñar el sistema de levantamiento artificial (ALS) óptimo.
- ✓ Realizar la caracterización de los fluidos de producción de la formación y/o intervalo a probar.
- ✓ Establecer los parámetros de producción con miras al desarrollo de la prueba extensa.

Para la prueba se cuenta con procedimientos claramente establecidos por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A (Anexo 1.10. Procedimiento de Pruebas de Producción de pozos exploratorios y de avanzada) y equipos disponibles en las facilidades tempranas instaladas para el desarrollo de las pruebas, para el manejo de los fluidos resultantes, separación primaria de fases, deshidratación, medición y fiscalización; esto con el fin de cuantificar el volumen y las características de cada uno de los fluidos obtenidos del pozo.

El diagrama del proceso de pruebas de producción de pozos exploratorios se indica en la siguiente figura.

Figura 23. Diagrama del proceso de pruebas de producción



Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

El procedimiento operacional de las pruebas se detalla a continuación:

1. Flujo Natural

Una vez finaliza el completamiento de la formación de interés se seguirán las siguientes instrucciones que se describirán a más detalle a continuación:

- ✓ Se debe registrar hora de entrega de WO y su correspondiente handover a producción.
- ✓ Previo al inicio de las operaciones se debe realizar inspección y pruebas a todos los equipos con el fin de garantizar que todos los equipos están óptimos y listos para la recepción de esta prueba. Así mismo se debe contar con la información del cabezal y la configuración que deja WO para el inicio de prueba de producción. Si por alguna razón no son aceptados estos equipos se deberá informar cuanto antes para tomar las medidas necesarias previas al arranque de la prueba inicial de producción.
- ✓ Prueba de ESDV, líneas de flujo, choke manifold
- ✓ Realizar instalación de unidad de filtrado en línea de retorno.
- ✓ Se debe contar con un manómetro para lectura de presión en cabeza con el rango adecuado y su respectivo back-up; se estiman valores de THP entre 0 y 10.000 psi para condiciones de cierre (analógico). Realizar pruebas previas del manómetro para garantizar la lectura 100%.
- ✓ Revisar alineación de las válvulas en cabeza de pozo, en el choke manifold y líneas de producción hacia tanque de lavado y separador. Adicionalmente tener disponibles manómetros de rangos de 0 -100 psi, 0 – 300 psi, 0 – 600 psi, 0 – 5000 psi, 0 – 10000 psi.
- ✓ Alinear facilidades de Well testing según la filosofía de operación del pozo. Recibir y medir fluidos en tanque de lavado o separador de prueba, si hay presencia de gas.
- ✓ Apertura de choke ajustable, iniciar en 8/64” según protocolo de arranque
- ✓ Si las condiciones de flujo no son las esperadas, solicitar alistamiento de la unidad de slickline para sentar standing valve y Bomba Jet Directa.

Programa de arranque con jet pump

- ✓ Previamente se deberá contar con todos los equipos probados y aceptados a través del commissioning y el handover de WO.
- ✓ Se debe contar con fluido utilizado durante las operaciones de completamiento, el cual se utilizará como fluido motriz garantizando compatibilidad de fluidos.
- ✓ Abastecimiento de combustible para la operación de la UBH.
- ✓ Inspección y verificación dimensional de herramientas a utilizar para abrir camisa, sentar bomba Jet Directa y Standing Valve
- ✓ El equipo de WO realizará el respectivo servicio de SL para apertura de la camisa de circulación.
- ✓ Se verifica mecánicamente que la camisa está abierta de acuerdo con procedimientos de Slick Line.
- ✓ Verificar nivel de fluido y/o THP (por niveles, slickline), para verificar y validar la información del sensor de fondo instalado en el completamiento.
- ✓ Alinear válvulas del cabezal de manera que permita circulación de fluido tubing - anular, verificando que la camisa está abierta y que no exista incremento de presión en el tubing.
- ✓ Instalación de la bomba jet directa: o Con base en el comportamiento del pozo y la presión en fondo se ajustará el diseño de la bomba Jet. Inicialmente se debe contar con configuración para ser instalada en la bomba Jet.
- ✓ Verificación previa de equipos, instrumentos y well monitor para asegurar la normal operación y la visualización de los parámetros.
- ✓ Revisión de condiciones para la puesta en marcha; conexiones en pozo y facilidades, separador, UBH, aseguramiento de la zona, instrumentación, señalización, personal y todas las demás consideraciones que apliquen.
- ✓ Es importante garantizar la operatividad del set de control de sólidos (Filtro strainer- Unidad de filtrado – Filtro de alta presión en línea de inyección) y su constante monitoreo, para garantizar que en ningún momento llegue partículas y/o sólidos como mugre a la succión de la UBH.
- ✓ Se debe contar con un manómetro para lectura de presión en cabeza con el rango adecuado y su respectivo back-up.
- ✓ Realizar alineación de las válvulas del cabezal del pozo Conexión de la línea de retorno desde extremo de la línea ubicado en el contrapozo hasta la válvula wing casing.
- ✓ Tomar las medidas iniciales de todos los tanques especialmente del gauge tank para determinar el nivel de fluido.
- ✓ Antes de iniciar la operación de producción con bombeo hidráulico se deberá realizar una charla informativa con el personal del Rig y Producción acerca de las operaciones que se van a realizar, debido a que se manejarán presiones de hasta 3800 psi en cabeza en pozo.
- ✓ Verificar integridad de las líneas de inyección desde la unidad hasta el cabezal del pozo; esta prueba se realiza con 1000 – 2000 - 3000 & 4500 psi.
- ✓ Alinear las facilidades del Well Testing según la filosofía de operación de las facilidades de well testing para el recibo del pozo con bombeo hidráulico.
- ✓ Abrir la válvula Wing del tubing para permitir la inyección de fluido. Abrir la válvula Wing Casing para recibir el fluido de retorno. Abrir válvulas master superior y válvulas master inferior.

Para las pruebas de producción, se debe considerar 4 riesgos importantes:

- Radiación, debido a que la unidad opera con fuentes radioactivas (Bario 133), el personal debe ser calificado para operar la unidad y debe realizar un monitoreo periódico de emisiones de radiación.
- Prueba de presión, que se debe realizar al sistema con el fluido en el pozo, para evitar fugas de fluido.

- Contaminación ambiental que podría generarse por un derrame, cada unidad debe contar con un cubeto de contención.
- Presencia de gases contaminantes, que debe evitarse realizando un monitoreo periódico con un medidor de gases calibrado.

1.8.3.2.13. Facilidades Tempranas

- ✓ La función principal de las facilidades iniciales de producción consiste en recibir los fluidos producidos de los pozos, efectuar los procesos de separación, medición, toma de muestras y caracterización de las fases gas, crudo y agua a través de los equipos diseñados e instalados para tal fin, es decir, en las facilidades tempranas se ejecutan las pruebas de producción de los pozos exploratorios tal como se detalló en líneas anteriores.
- ✓ Las facilidades tempranas de producción y su filosofía de operación deben permitir la disposición del gas localmente e inicialmente por quema para luego, cuando los parámetros de producción estén estables y definidos, revisar el posible aprovechamiento de este gas como combustible para generación de energía; el almacenamiento del crudo para su posterior fiscalización y despacho, dentro de los parámetros especificados a las diferentes estaciones de recibo que oportunamente fueron definidas por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A y que se está a la espera de notificación por parte de EP PETROECUADOR; así como el tratamiento del agua asociada a la producción (en caso de ser requerido) para obtener los parámetros de calidad que permitan su disposición final según lo permitido en la legislación vigente aplicable.
- ✓ Los pozos en cada sitio fluirán por las válvulas de cierre de emergencia (ESDV) designadas para proteger los equipos aguas abajo de cualquier posible sobrepresión proveniente de los pozos. Posteriormente, la emulsión fluirá hacia los colectores de entrada donde el personal de operaciones podrá dirigir la emulsión de los pozos hacia cualquier cabecera de grupo, cabecera de prueba o facilidad de prueba de pozos mediante la manipulación (apertura/cierre) de las válvulas ubicadas en el patín de la cabecera de entrada.
- ✓ Se instalará un calentador para la producción de crudo pesado, de ser necesario, para reducir la viscosidad del crudo y facilitar su transporte en vacuum. Los fluidos de producción de la cabecera de grupo fluirán por la tubería del calentador hacia el(los) separador(es).
- ✓ Los fluidos de producción provenientes de la cabecera de grupo se procesarán en el(los) separador(es). Los separadores de grupo estarán dispuestos en tres fases con la capacidad de medir los flujos (gas, crudo y agua) que dejan los tanques y también incluirán instalaciones para la eliminación de arena. El gas producido se enviará al Depurador de Gas de Combustión, mientras que el crudo y el agua producidos se almacenarán en los tanques correspondientes.
- ✓ Los fluidos de emulsión provenientes de la cabecera de prueba se procesarán en el Separador de Prueba. El Separador de Prueba está dispuesto en tres fases con la capacidad de medir los flujos (gas, crudo y agua) que dejan los tanques y también incluirán instalaciones para la eliminación de arena. El gas producido se enviará al depurador de gas de combustión mientras que el crudo y el agua producidos se medirán y almacenarán en los tanques correspondientes. Un tanque se destinará para el crudo que provenga del separador de prueba con el fin de cuantificar la producción y de verificar las tasas de flujo dadas por el medidor de crudo.
- ✓ Si el contenido de agua del crudo producido excediere el 0,5% de BS&W, se instalará un tratador por calentador electrostático, para cumplir con la especificación de crudo a 0,5% de BS&W requerida por PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A. El crudo húmedo producido fluirá hacia la sección de calentamiento del tratador, donde se calentará mediante tubos que emiten calor y luego fluirá hacia la sección de mezcla para eliminar el agua. El crudo tratado fluirá hacia los tanques de almacenamiento de crudo mientras que el agua extraída fluirá hacia el tanque de almacenamiento de agua producida.
- ✓ El Depurador de Gas de Combustión condicionará el gas de combustión al retirar cualquier líquido atrapado del gas y al mantener una presión adecuada en el sistema.

- ✓ El gas en exceso proveniente del depurador de gas de combustión y el gas proveniente de los tratadores por calentador electrostático se venteará en el separador vertical bifásico para extraer líquidos, previo a su quema en los mecheros. La torre del quemador será diseñada para la quema constante de materiales. Los líquidos provenientes del Tambor KO del Quemador se bombearán al tanque de recepción.

Las facilidades de producción temprana estarán equipadas con depósitos con capacidad suficiente para almacenar crudo y agua producidos en tres días con la capacidad de fiscalizar volúmenes de producción.

Los tanques de almacenamiento deberán estar completamente equipados con instrumentación (i.e. EPRV, PVRV, transmisor de nivel, medidor de nivel, interruptor de nivel e indicador de temperatura) y conexiones adaptables a la salida de los camiones. Los PVRV de los tanques contarán con ventilación hacia la atmósfera y los tanques estarán montados sobre un cubeto de contención con el 110% de su capacidad, este cubeto estará revestido con geomembrana de alta densidad.

Las facilidades de carga de vacuum y las bombas de succión de los vacuum se dimensionarán para que un día completo de producción pueda cargarse en doce horas.

Se instalará un sistema de aire comprimido en el sitio para proporcionar suficiente aire comprimido para las válvulas de control en los equipos y para los ESDV en la entrada de la planta.

- ✓ Se diseñará un Generador a Diésel para contar con los requerimientos de energía durante el inicio y durante la operación del primer pozo. Posterior a la instalación de la completación del segundo pozo, y si lo permiten las tasas de flujo de gas, se utilizará un generador a gas como la principal fuente de energía para la facilidad y el generador a diésel se utilizará como unidad de respaldo.

El listado de Facilidades tempranas que se instalarán en cada plataforma es la siguiente:

Tabla 49. Facilidades Tempranas por Plataforma

Facilidades Principales - Tempranas – Plataformas A, B y C		Por Plataforma
Item	Facilidad	Cantidad
1	Grupo Electrogenero a Diésel y/o Gas - 455KW	2
2	VSD Centrilift, 4500 4 - ADV 24P	1
3	Transformer multitap 520KVA	1
4	Shift Transformer 520 KVA 24P	1
5	Interconexión Eléctrica de Generadores, VSD y Trafos	1
6	Tablero de Distribución Eléctrica	1
7	Tablero de Transferencia	1
8	Electrical Pump, CHEMICALLINC 86, 86-324-114-23-41-N	1
9	Interconexión y Cañerías de Inyección de Químicos	1
10	Bulk Tanks	4
11	Sumidero de Doble contención (Condensados de Gas)	1
12	Sumidero de Limpieza	1
13	Bomba de Sumidero	1
14	Cubetos provisionales	1
15	Tanque de Combustible vertical – Diesel 3000 galones	1
16	Separador Horizontal (Trifásico)	1
17	Separador Vertical (Bota de Gas)	1
18	Tanque con Separador Vertical para desgasificación (500 BIs)	1

19	Tanque de Lavado (500 Bls)	1
20	Tanque de Almacenamiento y Despacho (500 Bls)	1
21	Tanque de Agua de Formación 500 Bls	1
22	Isla de Carga - Bombas de Carga	1
23	Calentador de fluido	1
24	Línea de Flujo Provisional	1
25	Sistema de Quema de gas portatil - Mechero + arrestallamas	1
26	Sistema de Captación de agua	1
27	Camper - Oficina / Laboratorio	1
28	Garita	1
29	Letrina	1

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Volumen de Combustible y Condiciones de Almacenamiento

Se requerirá de 3000 a 5000 galones para una sola plataforma, y serán almacenados en un tanque cilíndrico vertical cerrado de 3000 galones de capacidad y con sistema de contención de derrames, en donde se instalará sobre un cubeto con geomembrana del 110% de su capacidad. Se dispondrán de Hojas MSDS en sitio.

Frecuencia de Operación y Actividades de Mantenimiento

La operación se realiza durante 24 horas durante el tiempo que dure la prueba. En cuanto a actividades de mantenimiento, el tiempo y frecuencia de estas va de acuerdo con la rutina establecida según el tipo de equipo y el manual del fabricante. Estas actividades de mantenimiento comprenden mantenimientos rutinarios de cambios de aceite, filtros, cambios de piezas, ajustes de instrumentación, ajuste de parámetros de operación, entre otros.

Descripción de Transporte de Fluidos en Tanques

El transporte de fluidos producidos se realizará en vacuum que cumplan con lo establecido en el Acuerdo Ministerial 026, que cuenten con Licencia Ambiental para transporte de sustancias químicas, así como los procedimientos internos de SSA de PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A. Los fluidos a transportar son: crudo (cuyas características dependerán en cada caso y serán definidas en laboratorio).

Uno de los fluidos a transportarse es el crudo producido. La calidad API del aceite será determinada por análisis de laboratorio. Acorde a las cualidades del yacimiento, podría tenerse aceite tipo liviano, aceite tipo pesado y calidades intermedias. Así mismo, la calidad de despacho será acorde a la reglamentación en cuanto a calidad, porcentaje de BS&W, y salinidad permitida.

Los vehículos deben contar con tabla de aforo certificada y vigente y el vehículo se asegurará con precintos debidamente registrados y trazables en cada uno de sus escotillas o válvulas de descarga.

1.8.3.2.14. Quema de Gas: Mecheros por Plataforma

Las facilidades tempranas de producción y su filosofía de operación deben permitir la disposición del gas inicialmente de manera local a través de la quema en mecheros. Esto se debe a que en la etapa de exploración aún no se cuenta con parámetros de producción estables y definidos para evaluar el posible aprovechamiento de este gas como combustible para generación de energía. Es por este motivo que el manejo y disposición del gas asociado a la perforación de pozos exploratorios y de avanzada debe realizarse a través de la quema en mecheros.

La correlación de información geológica y estructural con la que se cuenta actualmente ha demostrado que, en la secuencia geológica hay gas libre o gas asociado, razón por la cual

requiere de un manejo adecuado para este gas.

- ✓ Los mecheros temporales corresponden a los que se instalan para la eliminación controlada de excedentes de gas que se producen durante la perforación de pozos, Well Testing o pruebas de producción; de igual forma, durante actividades de reacondicionamiento o en situación de emergencia. Su temporalidad está asociada a la propia duración de estas actividades que se realizan en las plataformas donde se encuentran los pozos y estarán instaladas dentro del área útil conforme lo establecido en el Art 53. Del Acuerdo Ministerial 100-A, además se tomará en cuenta el Art. 61 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Resolución Nro. ARCERNNR-024/2021 Referirse Anexo 1.16. Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y el Art. 9 del Acuerdo Ministerial MEM-MEM-2022-0047-AM del 24 de Octubre del 2022.

Art. 61.- Pruebas de producción. - Una vez concluida la perforación y Completación de un pozo, el Sujeto de Control debe evaluar y producir a diferentes tasas de producción por un tiempo no mayor a treinta (30) días, luego de lo cual dentro de un término de cinco (5) Sesión de Directorio Extraordinaria Electrónica de 06 de julio de 2021 Página 23 de 82 días debe solicitar al Ministerio del Ramo la fijación de la tasa de producción. Dentro del período de evaluación del pozo, se deben tomar registros de presión con cierre de fondo u otros métodos que permitan su cuantificación, producción de fluidos, y de los parámetros y trabajos de evaluación y producción, que deben estar disponibles en cualquier momento, para el Ministerio del Ramo y la Agencia de Regulación y ControlARC. El Ministerio del Ramo podrá aprobar la Prolongación del Tiempo de Evaluación en los pozos exploratorios o de avanzada, previa justificación técnica, por un período de tres (3) meses prorrogables hasta (3) meses más; una vez cumplido este plazo se debe presentar al Ministerio del Ramo el Plan de Desarrollo para su aprobación. El Ministerio del Ramo podrá autorizar hasta por tres (3) meses la prolongación del tiempo de evaluación, en los pozos perforados en la fase de Explotación previa solicitud técnicamente justificada. El Ministerio del Ramo previa solicitud motivada, autorizará hasta por seis (6) meses la evaluación de los pozos que resulten de las inversiones de Exploración Adicional realizadas en el Período de Explotación, siempre que previamente no se haya solicitado la declaratoria de comercialidad o Plan de Desarrollo, como consecuencia de que el proyecto resulte económicamente rentable. En caso de que no sea procedente la declaratoria de comercialidad, se aplicará lo señalado en los reglamentos de contabilidad correspondientes, normativa legal y contractual vigente. En estos casos el Ministerio del Ramo podrá autorizar la producción de los pozos hasta el agotamiento de hidrocarburos o de energía del Yacimiento o finalización del contrato, previa solicitud motivada. En caso de fuerza mayor o caso fortuito debidamente justificado por el peticionario y calificado de conformidad con la normativa aplicable, la vigencia de la autorización de pruebas de producción podrá prorrogarse durante el tiempo que dure el evento. Los Sujetos de Control deben presentar al Ministerio del Ramo y a la ARC, un informe final de operaciones de Completación y pruebas de pozo, en quince (15) días calendario luego de terminado el trabajo, en el formulario establecido y cargado en su página web

Art. 9.- El Sujeto de Control no debe realizar quema rutinaria de gas asociado en tea excepto durante las circunstancias descritas a continuación:

1. Durante una emergencia o un desperfecto en las facilidades.
2. Durante la descarga de líquidos de pozo.
3. Durante el periodo de pruebas de producción de un pozo exploratorio, de avanzada o desarrollo.
4. Demás actividades en operaciones debidamente sustentadas, dentro de los tiempos establecidos en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

A continuación, se describe cada una de las actividades donde se requiere el mechero temporal, para justificar su instalación.

- ✓ **Perforación:** Específicamente durante la perforación se puede encontrar gas, para cuyo manejo se tienen diferentes sistemas, tales como las preventoras y un quemadero o flare pit (que hace las veces de tea temporal) para evitar accidentes. El quemadero o flare pit

corresponde a un sistema de combustión controlada durante la perforación, que es utilizado solo de forma intermitente o en situaciones de emergencia.

- ✓ **Reacondicionamiento de Pozos:** De igual manera que en el Well Testing, durante el reacondicionamiento de los pozos para evaluar nuevo potencial de producción, se requerirá equipos para la separación de fluidos en la plataforma donde se está realizando la evaluación, por lo cual se podrá generar gas que se dispondrá de manera controlada por medio de una tea temporal, mientras dure el reacondicionamiento del pozo.

Los mecheros temporales que se utilizarán tienen el siguiente funcionamiento básico:

- ✓ el gas producido se conduce desde el pozo por medio de una línea interna hacia una estructura elevada que es la tea temporal, la cual está compuesta por diferentes elementos, de los cuales los principales se describen a continuación:
- ✓ Tubo: corresponde al tubo que conduce el flujo de gas, el cual podrá contar con una o varias secciones cuyo número dependerá del diseño específico del mechero. La altura del tubo y el diámetro de cada sección estará determinada, por el caudal y por las características del gas a quemar de manera que se dé cumplimiento a las normas API aplicables.
- ✓ Dispositivo de ignición: la función es dar el encendido del gas con el fin de iniciar la combustión.
- ✓ Punta o la boquilla que es donde se realiza la quema del gas.
- ✓ Sistema anti-retorno de llama (opcional como dispositivo de seguridad).
- ✓ Soportes: debido a la altura de la tea, al peso de esta y al viento, se requerirá de soportes, dentro de los cuales se encuentran sistema de auto-soportado, o soporte mediante cableado para viento. El tipo de soporte se definirá durante el diseño de la tea, teniendo en cuenta altura, peso y viento.
- ✓ Los mecheros temporales contarán con sistema de contención prefabricado (impermeabilización y dique), aunque dependiendo de la duración proyectada de uso, se podrá contar con base impermeable, canaletas perimetrales y conexión a caja de retención.
- ✓ Adicionalmente se tomará en cuenta el Art. 8 del Acuerdo Ministerial MEM-MEM-2022-0047-AM Que expide el “Reglamento para reducir progresivamente la quema rutinaria de gas asociado en tea.- En caso de que las operaciones requieran la instalación de mecheros, los Sujetos de Control debe incluir lo siguiente:
 1. Especificaciones técnicas de teas y año de instalación, con el respectivo cronograma valorado de inspección de teas y mantenimiento, deben cumplir con lo establecido en la norma API 537 y API 521 o equivalentes.
 2. Número de teas, clasificadas por plataformas y, justificación técnica y económica para su uso.
 3. Coordenadas geográficas referenciadas de ubicación de teas.
 4. Equipo para medir el flujo del gas asociado destinado a la quema
 5. Metodología de estimación de volúmenes de ser el caso.
 6. Estudio de modelo de dispersión de contaminantes que será medido a partir del quinto día de inicio de la evaluación de cada pozo o pruebas de producción.
- ✓ Se cumplirá con el Art 5 literal b del Acuerdo Ministerial 091 (R.O Nro. 430 del 4 de Enero del 2007).

Para el diseño de un mechero para el manejo del gas, se tiene en cuenta lo siguiente:

- ✓ Flujo de Gas
- ✓ Presión de Entrada
- ✓ Presión de Descarga
- ✓ Velocidad y dirección del Viento
- ✓ Características del gas
- ✓ Densidad
- ✓ Cumplimiento de normas técnicas API (American Petroleum Institute) 521

No se puede establecer el diseño de cada mechero porque dependerá de los volúmenes y características a medida que se perfora y prueben los pozos.

Sin embargo, incluyen en este documento el tipo de las teas temporales que se pueden requerir en el campo. Si bien al momento de presentar la presente información adicional, no se puede establecer el diseño de la tea porque dependerá de los volúmenes y características a medida que se perfora y prueben los pozos, se puede contar con dos tipos de teas:

- Tea de 5 MMSCFD: tea que puede ser utilizada para las actividades temporales de Well Testing
- Tea de 32.88 MMSCFD: tea tipo para batería de producción. Se aclara que esta capacidad máxima de 32.88 MMSCFD obedece al cálculo del caso fuego, en el cual se considera un incendio y por motivos de seguridad se debe poder quemar el volumen del mayor equipo en esta tea.

Se considera como un caso máximo o crítico de quema bajo operación normal en un campo 12 MMSCFD. Adicionalmente, entre las consideraciones técnicas a tener en cuenta se tiene que las teas tendrán una zona de protección que puede ser por un área impermeabilizada con canaletas conectadas a una caja. Se tomarán las medidas para evitar accidentes, explosiones y efectos de la radiación sobre las personas y el medio. Para el diseño y ubicación de las teas se tendrá en cuenta todas las consideraciones técnicas pertinentes expuestas en la norma API 521y API 537.

La ubicación de los mecheros en cada plataforma se presenta a continuación:

Tabla 50. Coordenadas de Mecheros por plataforma

Plataforma	X	Y	Temporalidad
A	332926.55	10003141.14	El mechero se mantendrá durante todo el periodo de evaluación, posterior a esto será retirado
B	332847.24	999965.18	El mechero se mantendrá durante todo el periodo de evaluación, posterior a esto será retirado
C	333060.62	9999640.22	El mechero se mantendrá durante todo el periodo de evaluación posterior a eso será retirado

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

Con respecto a lo que especifica el segundo párrafo del Art. 173 del Código Orgánico del Ambiente, el fallo de la acción de protección Nro. 22252-202100253 del 13 de septiembre del 2021 y Plan para la Eliminación de Mecheros y Optimización de Gas Asociado del Distrito Amazónico, los mecheros serán eliminados una vez que se termine el periodo de evaluación. En el Anexo 1.18. Solicitud de Autorización Uso Teas en Bloque 91 Arazá Este.

1.8.3.2.15. Lista general de productos químicos a utilizarse durante la perforación.

Los químicos serán manejados de acuerdo con las Hojas de Seguridad (MSDS) en las cuales se señalan las características de composición, propiedades físico - químicas, toxicología, identificación de peligros y medidas de primeros auxilios de cada uno de los productos que serán utilizados.

Tabla 51. La lista de químicos principales empleados

Producto	Unidad	Identificación	Aplicación
Barita	100 lb/sxs	Material densificante	Densificante
M-I Gel	100 lb/sxs	Bentonita	Viscosificante
Soda Ash	25 kg/sxs	Carbonato de Sodio	Controlador de Calcio
SAPP	50 lb/sxs	Pirofosfato Acido de Sodio	Dispersante
KOH	55 lb/sxs	Hidróxido de Potasio	Controlador de Alcalinidad
THINSMART	25 lb/sxs	Lignito	Defloculante, dispersante
POLYPAC ULV/R	50 lb/sxs	Polímero	Reductor de Filtrado
PA-10	55 gal/tamb	Proteína Base sintético	Inhibidor, antiacreción, lubricante
CaCO3	50 kg/sxs	Carbonato de Calcio	densificante y puentear formación
DUOVIS	55 lb/sxs	Goma Xántica	Incrementar viscosidad
Carbosan	5 gal/cn	Bactericida	Prevenir ataque bacteriano
Nitrato de Potasio	50 kg/sxs	KNO3	Inhibidor
LUB	55 gal/tamb	Lubricante	Disminución de torque y arrastre
SAFE-LUBE	55 gal/tamb	Lubricante	Disminución de torque y arrastre
PIPE LAX W	55 gal/tamb	Surfactante	Despegar tubería
SACK BLACK	50 lb/sxs	Gilsonita	Estabilizador de lutitas/Inhibidor
KLASTOP	55 gal/tamb	Poliaminas líquidas	Inhibidor
SUPER SWEEP	15 lb/sxs	Fibras Sintéticas	Píldoras mecánicas de limpieza
KWIK SEAL	40 lb/sxs	Mezcla de Materiales fibrosos, Esc	Controlar pérdidas de circulación
MIX II	25 lb/sxs	Fibras Celulosas	Controlar pérdidas de circulación

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

De lo que puede apreciarse, la mayor cantidad de químicos (en volumen) a ser utilizados en la perforación de pozos poseen índices de peligrosidad bajo. Aquellos químicos más peligrosos se utilizan en porcentajes reducidos y poco representativos. Ver Anexo 1.9. Hojas MSDS de los productos químicos.

Los químicos serán almacenados en cubetos impermeabilizados que contendrán el 110% de la capacidad de los químicos.

1.8.3.2.16. Aprovechamiento de energía y servicios

Durante la etapa de construcción no se requerirá el aprovisionamiento de energía, por lo tanto, no será necesaria la instalación de generadores en esta etapa.

En la etapa de perforación se contará con la instalación de generadores para el desarrollo de las actividades, tal como se presenta a continuación:

Fuente de electricidad: Grupos electrógenos tipo Caterpillar alimentados por combustible líquido (Diésel)

Conexiones a tierra: Para sistemas temporales y permanentes serán conectados a varillas de cobre copperweld. En instalaciones permanentes en caso de necesitarse más de una varilla se conformará las mallas.

Emergencia: Para estos casos se tendrá un grupo electrógeno en stand by para las facilidades. Para atender un sitio específico alejado a las facilidades se tendrán generadores portátiles a diésel o gasolina con sus respectivas luminarias.

Para la etapa de perforación se utilizarán 4 generadores que tendrán una capacidad para generar 6 MGW, los cuales proporcionarán la suficiente energía eléctrica para las operaciones de perforación y abastecimiento eléctrico para el campamento temporal de perforación: Es importante especificar que no se utilizaran los 6MGW simultáneamente, ya que un generador quedaría en “stand-by” o como soporte, en caso de que alguno sufra algún desperfecto. De igual manera en la etapa de evaluación se tendrá un generador de 1400 Kw y uno de 750 Kw como back up.

Tabla 52. Descripción de generadores

Actividad	# Generador	Combustible	Tipo	KW
Etapa de Construcción	0	N/A	N/A	N/A
Etapa Perforación	4	Diesel		
Campamento perforación	2	Diesel	C-18	350
Facilidades Plataforma	2	Diesel	3512	1400
Evaluación de los Pozos			C-27	750

Fuente: PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022.

Las coordenadas del área de generación son las siguientes:

Tabla 53. Coordenadas de Área de Generadores

Plataforma A			
Vértice	X	Y	Mientras dure la perforación y para la etapa de evaluación
1	332918,31	10003088,09	
2	332925,99	10003087,36	
3	332925,18	10003079,95	
4	332924,38	10003072,51	
5	332916,80	10003073,18	
Plataforma B			
Vértice	X	Y	Mientras dure la perforación y para la etapa de evaluación
1	332877,07	9999426,31	
2	332883,53	9999422,11	
3	332879,39	9999415,92	
4	332875,23	9999409,70	
5	332868,82	9999413,81	
Plataforma C			
Vértice	X	Y	Mientras dure la perforación y para la etapa de evaluación
1	333067,00	9994709,46	
2	333074,51	9994707,72	
3	333072,73	9994700,48	
4	333070,95	9994693,21	
5	333063,53	9994694,88	

Fuente: WGS 84 Zona 18 Sur, PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A, 2022

1.8.3.2.17. Servicio Médico

La Contratista de Perforación tendrá instalado un Dispensario Médico primario de acuerdo con lo que exige el Acuerdo No 1404, Art 10 y un médico permanente el cual realizará las siguientes actividades:

- ✓ Brindar Atención primaria y de urgencias a enfermedades generales, ocupaciones y accidentes.

- ✓ Proporcionar cuidado médico a todo el personal para evitar la ocurrencia de enfermedades ocupacionales y control de estas enfermedades, así como de las de origen común.
- ✓ Proporcionar cuidado diario a los pacientes que no estén en estado de gravedad.
- ✓ Capacita al personal sobre primeros auxilios básicos.

1.8.3.3. Actividades Complementarias

Durante las diferentes etapas del proyecto, el responsable del manejo de los desechos es PETROLEOS SUD AMERICANOS DEL ECUADOR PETROLAMEREC S.A; dicho manejo de desechos se realizará según lo establecido en el Acuerdo Ministerial 100-A Art. 40, 42, 43, 44, 45, 46, 47 y 48, Acuerdo Ministerial 142 y Acuerdo Ministerial 026 del MAE (desechos peligrosos) y el Plan de Manejo de Desechos, donde se identifican las mejores alternativas de tratamiento y disposición final en base a las características de cada desecho generado. En el Capítulo 3 del presente Estudio se especifica la Gestión de Desechos para todas las fases.

1.8.3.4. ETAPA DE ABANDONO:

Para esta fase se dará cumplimiento a lo establecido en el Art. 53 del Acuerdo Ministerial 100-A, para esto dentro del PMA del presente EIA se han incluido las medidas correspondientes, sin embargo, se realizará entre otras acciones las siguientes:

Plataformas

- a. Ubicar y disponer adecuadamente los equipos y estructuras que se encuentren en los sitios de trabajo, que no sean necesarios para futuras operaciones.
- b. Todos los desechos de origen doméstico e industrial, luego de su clasificación, serán tratados y dispuestos de acuerdo con lo previsto en el Plan de Manejo de Desechos del Plan de Manejo Ambiental propuesto por la operadora y aprobado por el MAATE.
- c. En el sitio de perforación se deberán readecuar los drenajes y reforestar el área que no vaya a ser reutilizada si el abandono es temporal;
- d. Cuando se proceda a abandonar definitivamente un pozo, éste se sellará con tapones de cemento en la superficie y en los intervalos apropiados para evitar escapes y/o migraciones de fluidos. Adicionalmente, se dará cumplimiento a lo establecido en el artículo 53 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas publicado mediante Resolución Nro. ARCERNNR-024/2021 del 7 de julio de 2021 establece: Art. 53.- Procedimiento para taponamiento y abandono definitivo de pozos.- Si como resultado de la perforación, análisis de registros eléctricos o pruebas de producción se determina que el comportamiento del pozo de petróleo o Gas Natural no es comercial, que no se pudiere terminar por problemas o fallas operacionales o por no ser productivo (seco), y si los mismos no van a ser utilizados en el futuro como pozos de re-entrada, reinyectores o inyectores, se debe proceder al taponamiento y abandono definitivo del pozo. Previo al taponamiento y abandono definitivo de pozos, los Sujetos de Control deberán solicitar, en el formulario correspondiente, la autorización del Ministerio del Ramo, con el siguiente procedimiento y requisitos: a. Adjuntar el estudio técnico respectivo que justifique el abandono del pozo.
- e. En superficie se colocará una plancha de hormigón que cubra el respectivo contrapozo o cellar. En el contrapozo o cellar correspondiente se colocará una placa visible donde se indique el nombre del pozo y la fecha de abandono de este. Si el pozo a abandonarse está ubicado en una plataforma individual se deberá colocar un marco de seguridad de protección y una placa donde conste: el nombre del Bloque, el nombre del pozo, las coordenadas geográficas y la fecha de abandono de este.

f. Establecido el abandono definitivo y en caso de que el Sujeto de Control requiera la reactivación del pozo y su posterior Completación, deberá presentar al Ministerio del Ramo con copia a la Agencia de Regulación y Control-ARC los justificativos técnicos para la aprobación. Presentar en un término de treinta (30) días al Ministerio del Ramo con copia a la ARC el informe de trabajo ejecutado en el formulario correspondiente, adjuntando el diagrama final y el registro fotográfico de abandono del pozo.

Las locaciones de pozos abandonados deberán ser rehabilitadas ambientalmente tal como se expone en el Plan de Rehabilitación de Áreas Afectadas (Capítulo 9.13) y Plan de Abandono y Entrega del Área (Capítulo 9.15).

Accesos

- a. Ubicar y disponer adecuadamente las estructuras, como alcantarillas, que se encuentren en los accesos y que no sean necesarios para futuras operaciones.
- b. Se alzaré el material pétreo, geomembrana y se des compactará el área de accesos, este material será dispuesto por gestores ambientales.
- c. Todos los desechos de origen doméstico e industrial, luego de su clasificación, serán tratados y dispuestos de acuerdo con lo previsto en el Plan de Manejo de Desechos del Plan de Manejo Ambiental propuesto por la operadora y aprobado por el MAATE.

1.9. Cronograma de Actividades

El cronograma de actividades para el desarrollo del proyecto se presenta a continuación en el Anexo 1.15. Cronograma de Actividades.