

- 1 -
Decreto Ejecutivo

1215

Gustavo Noboa Bejarano

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

Considerando:

Que de conformidad con lo establecido en el Art. 1 de la Constitución Política de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 1 del 11 de Agosto de 1998, el Ecuador es un Estado soberano, independiente, democrático, unitario, descentralizado, pluricultural y multiétnico; Que el Art. 86 de la Carta Magna dispone que el Estado protegerá el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice un desarrollo sustentable, por lo que declara de interés público y que se regulará conforme a la Ley la preservación del medio ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, así como la prevención de la contaminación ambiental, la explotación sustentable de los recursos naturales y los requisitos que deban cumplir las actividades públicas y privadas que puedan afectar al medio ambiente;

Que en la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de 1992 se establecen los principios de que los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente; Que la Ley de Hidrocarburos, en su Art. 31, literales s) y t), obliga a PETROECUADOR, sus contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, refinación, transporte y comercialización, a ejecutar sus labores sin afectar negativamente a la organización económica y social de la población asentada en su área de acción, ni a los recursos naturales renovables y no renovables locales; así como conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las leyes y reglamentos de protección del medio ambiente y de seguridad del país;

Que en el Art. 12 de la Ley de Gestión Ambiental, publicado en el Registro Oficial No. 245 del 30 de Julio de 1999, se preceptúa que son obligaciones de las instituciones del Estado del Sistema

Descentralizado de Gestión Ambiental en el ejercicio de sus atribuciones y en el ámbito de su competencia aplicar los principios establecidos en dicha Ley y ejecutar las acciones específicas del medio ambiente y de los recursos naturales así como el de regular y promover la conservación del medio ambiente y el uso sustentable de los recursos naturales en armonía con el interés social;

Que en la referida Ley de Gestión Ambiental, en su Art. 33, se establecen entre otros instrumentos de aplicación de las normas ambientales los siguientes: parámetros de calidad ambiental, normas de efluentes y emisiones y evaluaciones de impacto ambiental;

Que mediante Decreto Ejecutivo No. 2982, publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de agosto de 1995, se expidió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador;

Que es necesario dar mayor sistematicidad a las actuales disposiciones reglamentarias que norman la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas, sobre todo en lo que se refiere a los aspectos socio-ambientales, a nuevos aspectos técnicos no considerados y a la necesaria flexibilización de los mecanismos de regulación, control y monitoreo de la gestión ambiental;

Que a fin de disponer de un instrumento eficiente, de fácil comprensión y ágil manejo, es conveniente reformar el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador; y,

En ejercicio a la facultad prevista en el Art. 171, numeral 5 de la Constitución Política de la República del Ecuador,

DECRETA:

EXPEDIR EL SIGUIENTE REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL

REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN EL

ECUADOR.

ART. 1.– Ambito.– El presente Reglamento Ambiental y sus Normas Técnicas Ambientales incorporadas se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas y afines que se llevan a efecto en el país.

El presente Reglamento tiene por objeto regular las actividades hidrocarburíferas de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa, definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo.

ART. 2.– Parámetros y definiciones.– Para los fines del presente Reglamento, se incorporan y forman parte del mismo, los parámetros, límites permisibles, formatos y métodos así como las definiciones de los términos generalmente utilizados en la industria hidrocarburífera y en la temática ambiental que constan en los Anexos Nos. 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

CAPÍTULO I

JURISDICCIÓN Y COMPETENCIA

ART. 3.– Autoridad ambiental.– Como parte del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA), será la dependencia técnicoadministrativa del sector que controlará, fiscalizará y auditará la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas; realizará la evaluación, aprobación y el seguimiento de los Estudios Ambientales en todo el territorio ecuatoriano; de igual manera verificará el cumplimiento de este Reglamento y vigilará que los causantes en caso de incumplimiento del mismo, cumplan con las disposiciones y recomendaciones respectivas.

ART. 4.– Sujetos de control.– Para efectos de la aplicación de este Reglamento, se entenderán como sujetos de control PETROECUADOR, sus filiales y sus contratistas o asociados para la exploración y explotación, refinación o industrialización de hidrocarburos, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y comercialización de derivados de petróleo, as í como las empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país que hayan sido debidamente autorizadas para la realización de estas actividades.

ART. 5.– Reestablecimiento de condiciones.– Si por disposiciones posteriores a la firma de un contrato o aprobación de un proyecto o plan de desarrollo, se establecieren áreas ecológicamente sensibles o culturalmente vulnerables, tales como núcleos de conservación, zonas intangibles u otras, tales como hábitat de pueblos no contactados y/o en peligro de desaparición, alterando las condiciones técnicas y económicas de la operación petrolera, el Estado y la compañía respectiva deberán encontrar las vías de solución para reestablecer las condiciones originales del contrato o modificar el contrato por acuerdo mutuo.

ART. 6.– Coordinación.– Los sujetos de control deberán coordinar con la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, la gestión ambiental y los aspectos sociales contemplados en el Plan de Manejo Ambiental respectivo.

En consecuencia le corresponde a la Subsecretaría de Protección Ambiental coordinar la participación de las organizaciones de la sociedad civil local, pueblos indígenas, comunidades campesinas y población en general.

La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas coordinará con los otros organismos del Estado que tengan relación con el medio ambiente y la temática socio-ambiental, en las actividades hidrocarburíferas de los sujetos de control.

ART. 7.– Procedimiento de coordinación para áreas protegidas.– Los estudios ambientales para la ejecución de proyectos petroleros que incluyan actividades hidrocarburíferas en zonas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores deberán contar con el pronunciamiento previo del Ministerio del Ambiente en que se establezcan las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la gestión ambiental a desarrollarse.

A partir de dicho pronunciamiento, las actividades específicas se sujetarán al trámite y niveles de coordinación establecidos en este Reglamento.

De igual modo, la Subsecretaría de Protección Ambiental coordinará con el Ministerio del Ambiente en la evaluación y aprobación de los Términos de Referencia para zonas del Patrimonio Nacional de Areas

Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, tanto en lo que se refiere a Estudios como Auditorías Ambientales.

ART. 8.– Aspectos ambientales en procesos de licitación.– El organismo encargado para licitaciones petroleras deberá contar con el pronunciamiento previo de la Subsecretaría de Protección Ambiental para la consideración de aspectos ambientales en los procesos de licitación estatal.

ART. 9.– Consulta.– Previamente al inicio de toda licitación petrolera estatal, el organismo encargado de llevar a cabo las licitaciones petroleras aplicará en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente los procedimientos de consulta previstos en el Reglamento que se expida para el efecto.

Prevía a la ejecución de planes y programas sobre exploración y explotación de hidrocarburos, los sujetos de control deberán informar a las comunidades comprendidas en el área de influencia directa de los proyectos y conocer sus sugerencias y criterios. De los actos, acuerdos o convenios que se generen a consecuencia de estas reuniones de información, se dejará constancia escrita, mediante instrumento público, que se remitirá a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Los convenios se elaborarán bajo los principios de compensación e indemnización por las posibles afectaciones ambientales y daños a la propiedad que la ejecución de los proyectos energéticos pudieran ocasionar a la población. Los cálculos de indemnización se efectuarán bajo el principio de tablas oficiales vigentes.

Cuando tales espacios o zonas se encuentren dentro del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, deberán observarse las disposiciones del plan de manejo de dicha zona, conforme la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre y su Reglamento, aprobado por el Ministerio del Ambiente.

CAPÍTULO II

PROGRAMA Y PRESUPUESTO AMBIENTALES

ART. 10.– Programa y presupuesto ambiental anual.– Los sujetos de control, de conformidad con lo que dispone el Art. 31, literales c, k, s, y t de la Ley de Hidrocarburos, deberán presentar hasta el primero de diciembre de cada año, o dentro del plazo estipulado en cada contrato, al Ministerio de Energía y Minas, el programa anual de actividades ambientales derivado del respectivo Plan de Manejo Ambiental y el presupuesto ambiental del año siguiente para su evaluación y aprobación en base del respectivo pronunciamiento de la Subsecretaría de Protección Ambiental, como parte integrante del programa y presupuesto generales de las actividades contractuales, que deberá incluir los aspectos de operaciones, de inversiones y gastos administrativos, rubros que a su vez deberán estar claramente identificados en el presupuesto consolidado de los entes mencionados.

ART. 11.– Informe ambiental anual.– Los sujetos de control, igualmente, presentarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental, hasta el treinta y uno de enero de cada año y conforme al Formato No. 5 del Anexo 4 de este Reglamento, el informe anual de las actividades ambientales cumplidas en el año inmediato anterior, como parte del informe anual de actividades contractuales.

Este informe deberá describir y evaluar las actividades ambientales presupuestadas que han sido ejecutadas, en relación con las que consten en el programa anual de actividades antes referido, sin perjuicio de que la Subsecretaría requiera informes específicos en cualquier tiempo.

ART. 12.– Monitoreo ambiental interno.– Los sujetos de control deberán realizar el monitoreo ambiental interno de sus emisiones a la atmósfera, de cargas líquidas y sólidas así como de la remediación de suelos y/o piscinas contaminados.

Para tal efecto, deberán presentar a la Dirección Nacional de Protección Ambiental la identificación de los puntos de monitoreo según los Formatos Nos. 1 y 2 del Anexo 4 de este Reglamento.

La Dirección Nacional de Protección Ambiental aprobará los puntos de monitoreo u ordenará, en base a la situación ambiental del área de operaciones, que se modifiquen dichos puntos.

Los análisis de dicho monitoreo interno se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, cumpliendo con los requisitos de los Formularios Nos. 3 y 4 del Anexo 4 de este Reglamento por escrito y en forma electrónica:

???Mensualmente para el periodo de perforación y para refinerías en base de los análisis diarios de descargas y semanales de emisiones;

?

???Trimestralmente para todas las demás fases, instalaciones y actividades hidrocarburíferas, con excepción de las referidas en el siguiente punto, en base de los análisis mensuales para descargas y trimestrales para emisiones;

???Anualmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos en base de los análisis semestrales de descargas y emisiones.

La frecuencia de los monitoreos y reportes respectivos podrá ser modificada, una vez que en base de los estudios pertinentes la Subsecretaría de Protección Ambiental lo autorice.

CAPÍTULO III

DISPOSICIONES GENERALES

ART. 13.– Presentación de Estudios Ambientales.– Los sujetos de control presentarán, previo al inicio de cualquier proyecto, los Estudios Ambientales de la fase correspondiente de las operaciones a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su análisis, evaluación, aprobación y seguimiento, de acuerdo con las definiciones y guías metodológicas establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento y de conformidad con el marco jurídico ambiental regulatorio de cada contrato de exploración, explotación, comercialización y/o distribución de hidrocarburos. Los estudios ambientales deberán ser elaborados por consultores o firmas consultoras debidamente calificadas e inscritas en el respectivo registro de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) el Diagnóstico Ambiental – Línea Base o la respectiva actualización y profundización del mismo, los Estudios de Impacto Ambiental y los complementarios que sean del caso. Para iniciar o proseguir con los programas de trabajo en una nueva fase, se presentará el Estudio Ambiental correspondiente, el cual no podrá ser tramitado si no se hubiere previamente aprobado el Estudio Ambiental correspondiente a la fase anterior si existiere ésta.

La SPA a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental en el término máximo de 30 días posteriores a la recepción de dichos estudios emitirá el respectivo informe. Dentro de los primeros 15 días de dicho término, la Subsecretaría de Protección Ambiental pedirá la documentación ampliatoria y/o aclaratoria, si fuera el caso.

ART. 14.– Control y seguimiento.– Dentro del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental será la entidad responsable de efectuar el control y seguimiento de las operaciones hidrocarburíferas en todas sus fases en lo que respecta al componente ambiental y sociocultural, y a la aplicación de los Planes de Manejo Ambiental aprobados para cada fase, así como las disposiciones de este Reglamento.

Los informes que sobre estos temas emita la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas con relación a cualquiera de las diferentes fases de las actividades hidrocarburíferas, constituirán la base técnica para, en caso de incumplimiento, proceder al juzgamiento de las infracciones en sede administrativa o jurisdiccional.

ART. 15.– Responsabilidad de los contratantes.– Los sujetos de control serán responsables de las actividades y operaciones de sus subcontratistas ante el Estado ecuatoriano y la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA); por lo tanto será de su directa y exclusiva responsabilidad la aplicación de las medidas de prevención, control y rehabilitación, sin perjuicio de la que solidariamente tengan los subcontratistas.

ART. 16.– Monitoreo de programas de remediación.– La Subsecretaría de Protección Ambiental coordinará con las Unidades Ambientales de las compañías los aspectos técnicos del monitoreo y control

de programas y proyectos de remediación ambiental que, previo a su ejecución, tienen que presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su respectiva aprobación, sin perjuicio de las acciones a tomarse inmediatamente después de cualquier incidente.

Los programas o proyectos de remediación sujetos a aprobación y seguimiento por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental serán la remediación de piscinas y/o suelos contaminados, así como la remediación después de accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, combustible y otro producto.

En los programas y proyectos de remediación deberán constar las siguientes informaciones:

- Número del bloque y/o denominación del área; ubicación cartográfica.
- Razón social de la compañía operadora; dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico; representante legal.
- Diagnóstico y caracterización de la contaminación en base de análisis físico-químicos y biológicos del suelo, aguas superficiales y subterráneas, inclusive determinación exacta de la superficie del área afectada, evaluación de impactos y volúmenes de suelo a tratarse.
- Descripción de la(s) tecnología(s) de remediación a aplicarse.
- Análisis de alternativas tecnológicas.
- Uso posterior del sitio remediado y técnicas de rehabilitación.
- Cronograma de los trabajos de remediación.
- Monitoreo físico-químico y biológico de la remediación inclusive cronograma.
- Plazo de ejecución del proyecto.

Una vez finalizada la remediación, la empresa operadora responsable presentará dentro de 15 días a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe inclusive una evaluación técnica del proyecto a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

ART. 17.– Facilidades a funcionarios públicos.– Los sujetos de control deberán proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte en los sitios de trabajo, a los funcionarios de la Subsecretaría de Protección Ambiental y la Dirección Nacional de Protección Ambiental.

ART. 18.– Fondo de Rehabilitación Ambiental.– Los ingresos provenientes de la comercialización del crudo intemperizado, esto es los hidrocarburos sujetos a procesos de degradación natural provenientes de piscinas, derrames y otros procesos de recuperación relacionados con actividades de remediación medio ambiental, que una vez tratado se reinyecte a un oleoducto principal, constituirán el Fondo de Rehabilitación Ambiental que será distribuido según lo dispone el Acuerdo Ministerial No. 081 publicado en el Registro Oficial No. 199 del 21 de Noviembre de 1997, cuyo objeto será cubrir los costos de las actividades de remediación ambiental en el sector hidrocarburífero, los gastos de fiscalización, control y análisis físico-químicos de laboratorio, realizados u ordenados por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental, así como su fortalecimiento institucional.

ART. 19.– Apertura de carreteras en áreas protegidas.– En las zonas del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, se prohíbe la apertura de carreteras para actividades exploratorias. En el caso de operaciones de desarrollo y producción, si por razones técnicas y/o económicas justificables se requieren otras condiciones de operación, éstas se someterán a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental la que coordinará el respectivo pronunciamiento del Ministerio del Ambiente. En todo caso, el acceso por vías y carreteras en áreas protegidas será restringido y controlado bajo la responsabilidad de la autoridad competente en coordinación con la operadora.

ART. 20.– Manejo de aspectos socio-ambientales.– Los sujetos de control, en todas las fases de las actividades hidrocarburíferas que ejecuten y en las áreas de operaciones, contarán con personal profesional capacitado para el manejo de aspectos socio-ambientales.

Para tal efecto, contarán con unidades o departamentos de protección ambiental, insertados adecuadamente en las estructuras corporativas.

ART. 21.– Actividades prohibidas.– De acuerdo con la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre, se prohíben las actividades de caza y pesca así como la recolección de especies de flora y fauna, el mantenimiento de animales en cautiverio y la introducción de especies exóticas y animales domésticos.

ART. 22.– Límites de ruido.– Los límites permisibles para emisión de ruidos estarán sujetos a lo dispuesto en la Tabla No. 1 del Anexo 1 de este Reglamento.

ART. 23.– Calidad de equipos y materiales.– En todas las fases y operaciones de las actividades hidrocarburíferas, se utilizarán equipos y materiales que correspondan a tecnologías aceptadas en la industria petrolera, compatibles con la protección del medio ambiente; se prohíbe el uso de tecnología y equipos obsoletos.

Una evaluación comparativa de compatibilidad ambiental de las tecnologías propuestas se realizará en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.

ART. 24.– Manejo de productos químicos y sustitución de químicos convencionales.– Para el manejo y almacenamiento de productos químicos se cumplirá con lo siguiente:

a) Instruir y capacitar al personal sobre el manejo de productos químicos, sus potenciales efectos ambientales así como señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial;

b) 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;

c) 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;

d) En todas las actividades hidrocarburíferas 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,

e) En todas las operaciones hidrocarburíferas y actividades relacionadas con las mismas 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.

ART. 25.– Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles.– Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

a) Instruir y capacitar al personal de operadoras, subcontratistas, concesionarios y distribuidores sobre el manejo de combustibles, sus potenciales efectos y riesgos ambientales así como las señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial, así como sobre el cumplimiento de los Reglamentos de Seguridad Industrial del Sistema PETROECUADOR vigentes, respecto al manejo de combustibles;

b) Los tanques, grupos de tanques o recipientes para crudo y sus derivados así como para combustibles se regirán para su construcción con la norma API 650, API 12F, API 12D, UL 58, UL 1746, UL 142 o equivalentes, donde sean aplicables; deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y estar aislados mediante un material impermeable para evitar filtraciones y contaminación del ambiente, y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor;

c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, para evitar evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA- 30 o equivalente;

d) Todos los equipos mecánicos tales como tanques de almacenamiento, tuberías de productos, motores eléctricos y de combustión interna estacionarios así como compresores, bombas y demás conexiones eléctricas, deben ser conectados a tierra;

e) Los tanques de almacenamiento de petróleo y derivados deberán ser protegidos contra la corrosión a fin de evitar daños que puedan causar filtraciones de petróleo o derivados que contaminen el ambiente;

f) Los sitios de almacenamiento de combustibles serán ubicados en áreas no inundables. La instalación de tanques de almacenamiento de combustibles se realizará en las condiciones de seguridad industrial establecidas reglamentariamente en cuanto a capacidad y distancias mínimas de centros poblados, escuelas, centros de salud y demás lugares comunitarios o públicos;

g) Los sitios de almacenamiento de combustibles y/o lubricantes de un volumen mayor a 700 galones deberán tener cunetas con trampas de aceite. En plataformas off-shore, los tanques de combustibles serán protegidos por bandejas que permitan la recolección de combustibles derramados y su adecuado tratamiento y disposición; y,

h) Cuando se helitransporten combustibles, se lo hará con sujeción a las normas de seguridad OACI.

ART. 26.- Seguridad e higiene industrial.- Es responsabilidad de los sujetos de control, el cumplimiento de las normas nacionales de seguridad e higiene industrial, las normas técnicas INEN, sus regulaciones internas y demás normas vigentes con relación al manejo y la gestión ambiental, la seguridad e higiene industrial y la salud ocupacional, cuya inobservancia pudiese afectar al medio ambiente y a la seguridad y salud de los trabajadores que prestan sus servicios, sea directamente o por intermedio de subcontratistas en las actividades hidrocarburíferas contempladas en este Reglamento.

Es de su responsabilidad el cumplimiento cabal de todas las normas referidas, aún si las actividades se ejecutan mediante relación contractual con terceros. Toda instalación industrial dispondrá de personal profesional capacitado para seguridad industrial y salud ocupacional, así como de programas de capacitación a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.

ART. 27.- Operación y mantenimiento de equipos e instalaciones.- Se deberá disponer de equipos y materiales para control de derrames así como equipos contra incendios y contar con programas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, especificados en el Plan de Manejo Ambiental, así como documentado y reportado anualmente en forma resumida a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Durante la operación y mantenimiento se dispondrá, para respuesta inmediata ante cualquier contingencia, del equipo y materiales necesarios así como personal capacitado especificados en el Plan de Contingencias del Plan de Manejo Ambiental, y se realizarán periódicamente los respectivos entrenamiento y simulacros.

ART. 28.- Manejo de desechos en general:

a) **Reducción de desechos en la fuente.-** Los Planes de Manejo Ambiental deberán incorporar específicamente las políticas y prácticas para la reducción en la fuente de cada una de las categorías de los desechos descritos en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento;

b) **Clasificación.-** Los desechos constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán clasificados, tratados, reciclados o reutilizados y dispuestos de acuerdo a normas ambientales y conforme al Plan de Manejo Ambiental;

c) **Disposición.-** Se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho. Los sitios de disposición de desechos, tales como rellenos sanitarios y piscinas de disposición final, contarán con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, así como tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga; y,

d) **Registros y documentación.-** En todas las instalaciones y actividades hidrocarburíferas se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados y la forma de tratamiento y/o disposición para cada clase de desechos conforme a la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento. Un resumen de dicha documentación se presentará en el Informe Anual Ambiental.

ART. 29.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas.- Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off-shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua-aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off-shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

a) **Desechos líquidos industriales, aguas de producción, descargas líquidas y aguas de formación.-** Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos. No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento;

b) **Disposición.-** Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;

c) **Reinyección de aguas y desechos líquidos.-** Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c.1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm. El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental;

d) **Manejo de desechos líquidos costa afuera o en áreas de transición.-** Toda plataforma costa afuera y en áreas de transición, dispondrá de una capacidad adecuada de tanquería, en la que se receptorán los fluidos provenientes de la perforación y/o producción, para que sean eliminados sus componentes tóxicos y contaminantes previa su descarga, para la cual tiene que cumplir con los límites dispuestos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento. En operaciones costa afuera, se prohíbe la descarga de lodos de perforación en base de aceite, los mismos que deberán ser tratados y dispuestos en tierra. En las plataformas off-shore se instalarán circuitos cerrados para el tratamiento de todos los desechos líquidos; y,

e) **Aguas negras y grises.-** Todas las aguas servidas (negras) y grises producidas en las instalaciones y durante todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, deberán ser tratadas antes de su descarga a cuerpos de agua, de acuerdo a los parámetros y límites constantes en la Tabla No. 5 del Anexo 2 de este Reglamento.

En los casos en que dichas descargas de aguas negras sean consideradas como útiles para complementar los procesos de tratamiento de aguas industriales residuales, se especificará técnicamente su aplicación en el Plan de Manejo Ambiental. Los parámetros y límites permisibles a cumplirse en estos casos para las descargas serán los que se establecen en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los parámetros y límites permisibles establecidos en la Tabla No. 10 del Anexo 2 de este Reglamento se aplicarán en los casos que el monitoreo rutinario especificado en el presente Reglamento indique anomalías en las descargas para profundizar la información previo a la toma de acciones correctivas, o cuando la Subsecretaría de Protección Ambiental lo requiera, así como cada seis meses para una caracterización completa de los efluentes.

Para la caracterización de las aguas superficiales en Estudios de Línea Base – Diagnóstico Ambiental, se aplicarán los parámetros establecidos en la Tabla No. 9. Los resultados de dichos análisis se reportarán en el respectivo Estudio Ambiental con las coordenadas UTM y geográficas de cada punto de muestreo, incluyendo una interpretación de los datos.

ART. 30.– Manejo y tratamiento de emisiones a la atmósfera:

a) **Emisiones a la atmósfera.-** Los sujetos de control deberán controlar y monitorear las emisiones a la atmósfera que se emiten de sistemas de combustión en hornos, calderos, generadores y mecheros, en función de la frecuencia, los parámetros y los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento. Los reportes del monitoreo ambiental interno se presentarán a la Dirección Nacional de Protección Ambiental, según el Formato No. 4 establecido en el Anexo 4 de este Reglamento y conforme a la periodicidad establecida en el artículo 12;

b) **Monitoreo de tanques y recipientes.-** Se deberán inspeccionar periódicamente los tanques y recipientes de almacenamiento así como bombas, compresores, líneas de transferencia, y otros, y adoptar las medidas necesarias para minimizar las emisiones. En el Plan de Manejo Ambiental y en las medidas de Seguridad Industrial y mantenimiento se considerarán los mecanismos de inspección y monitoreo de fugas de gases en dichas instalaciones. Una vez al año se deberá monitorear el aire ambiente cercano a las instalaciones mencionadas; los resultados se reportarán en el Informe Ambiental Anual; y,

c) **Fuentes fijas de combustión.-** Los equipos considerados fuentes fijas de combustión en las operaciones hidrocarbúricas serán operados de tal manera que se controlen y minimicen las emisiones, las cuales se deberán monitorear en función de las frecuencias, parámetros y valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

ART. 31.– Manejo y tratamiento de desechos sólidos.- Las plataformas e instalaciones deben ser mantenidas libres de desechos sólidos. Ningún tipo de desechos, material de suelo o vegetal será depositado en cuerpos de agua o drenajes naturales. Las operadoras presentarán en el Plan de Manejo Ambiental el sistema de clasificación, tratamiento, reciclaje y/o reuso de los desechos sólidos así como las tecnologías para la disposición final, inclusive los acuerdos con municipios, empresas especializadas u otras operadoras de basureros o rellenos sanitarios, cuando fuera el caso:

a) **Desechos inorgánicos.-** Los desechos no biodegradables provenientes de la actividad, deberán ser clasificados y evacuados de las áreas de operaciones para su tratamiento, reciclaje y/o disposición, o enterrados en fosas debidamente impermeabilizadas, como se describe específicamente en el Plan de Manejo Ambiental;

b) **Desechos orgánicos.-** Los desechos biodegradables serán procesados mediante tecnologías ambientalmente aceptadas de acuerdo con lo aprobado en el Plan de Manejo Ambiental respectivo;

c) **Rellenos sanitarios.-** Los lixiviados provenientes de rellenos sanitarios deberán ser controlados a través de sistemas adecuados de canales que permitan su tratamiento previo a la descarga, para la cual cumplirán con los parámetros y límites establecidos en las Tablas No. 4 y 5 del Anexo No. 2 de este Reglamento; y,

d) **Incineración.-** Para la incineración de desechos sólidos se presentarán en el Plan de Manejo Ambiental la lista y las características principales de los desechos, los métodos y características técnicas del incinerador y del proceso, así como el tratamiento y la disposición final de los residuos. Las emisiones atmosféricas de dicho proceso se deberán controlar y monitorear a fin de cumplir con los parámetros y valores máximos referenciales que constan en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

ART. 32.– Desechos de Laboratorios.– Todos los laboratorios de la industria hidrocarburífera, sean de control en los procesos de producción o ambientales, deberán contar con un plan para el manejo de desechos de laboratorio y aplicar estrategias adecuadas para reducir las cantidades de dichos desechos:

a) **Control de emisiones gaseosas.**– Las emisiones gaseosas desde los laboratorios se deberán controlar a través de sistemas adecuados; y,

b) **Clasificación y tratamiento de desechos de laboratorio.**– Los desechos de laboratorio serán clasificados, reciclados y/o tratados para su disposición controlada.

CAPÍTULO IV

ESTUDIOS AMBIENTALES

ART. 33.– Definición.– Para los fines establecido en este Reglamento, los Estudios Ambientales consisten en una estimación predictiva o una identificación presente de los daños o alteraciones ambientales, con el fin de establecer las medidas preventivas, las actividades de mitigación y las medidas de rehabilitación de impactos ambientales producidos por una probable o efectiva ejecución de un proyecto de cualquiera de las fases hidrocarburíferas. Constituyen herramientas técnicas que en conjunto mantienen una unidad sistemática que para fines prácticos se la divide con relación a las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera, y se clasifican en:

a) Estudio de Impacto Ambiental inclusive el Diagnóstico Ambiental – Línea Base;

b) Auditoría Ambiental; y

c) Examen Especial.

Los Estudios Ambientales constituyen documentos públicos.

ART. 34.– Características.– Los Estudios Ambientales serán requeridos previo al desarrollo de cada una de las fases de la actividad hidrocarburífera, según los criterios constantes en este Reglamento. Para el caso de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, se tendrá en cuenta el marco jurídico ambiental regulatorio de cada contrato. Los Estudios Ambientales de un determinado proyecto constituyen en conjunto una unidad sistemática, en proceso de perfeccionamiento de acuerdo a los requerimientos de las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera y a las condiciones específicas de las zonas en que se desarrolla cada una de estas actividades.

El Diagnóstico Ambiental – Línea Base del Estudio de Impacto Ambiental contendrá la información básica sobre las características biofísicas, socio-económicas y culturales del área adjudicada así como del terreno o territorio calificado para ruta de oleoductos, poliductos, gasoductos y Centros de Distribución y constituye una unidad que, una vez aprobada, conforma el marco general en el que se irán trabajando y profundizando los diferentes aspectos que requiera el avance del proyecto en sus diferentes fases, áreas de influencia y condiciones.

Siempre que la magnitud del proyecto y las características del mismo lo requieran, y no se fragmente la unidad del estudio a presentarse, los Estudios Ambientales podrán ser presentados por etapas dentro de una misma fase, y los ya presentados podrán ser ampliados mediante Estudios Complementarios o Alcances o Adendums al mismo, de manera de dar agilidad a los procedimientos de análisis, evaluación, aprobación y seguimiento. En caso de nuevas operaciones en un área que cuente con un Estudio Ambiental y luego de dos años de aprobado éste, se deberá realizar una reevaluación, que consistirá en una revisión del documento original, inspecciones y estudios de actualización en el campo, así como una reevaluación de la significancia de los impactos socio-ambientales y una actualización del Plan de Manejo Ambiental, que deberá ser aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental antes del inicio de las nuevas operaciones.

Para la realización de los estudios ambientales se utilizarán tecnología y metodología aceptadas en la industria petrolera, compatible con la protección del medio ambiente, y se efectuará conforme a las guías que se detallan en los siguientes artículos de este capítulo.

ART. 35.– Aprobaciones.– Los Estudios Ambientales se presentarán con dos copias a la Subsecretaría de Protección Ambiental y en forma electrónica, a fin de optimizar el acceso a la información.

La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas aprobará los Estudios Ambientales de cada proyecto específico dentro de cada fase y de acuerdo con la modalidad en que se los presente. En ningún caso se podrán aprobar Estudios Ambientales de manera provisional.

ART. 36.– Estudios Ambientales para zonas protegidas.– Los sujetos de control que vayan a realizar operaciones hidrocarburíferas en áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, presentarán los Estudios Ambientales a la Subsecretaría de Protección Ambiental con copia que será remitida al Ministerio del Ambiente. Su aprobación la realizará la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, contando con el pronunciamiento previo del Ministerio del Ambiente. Sin embargo, si en el término de 10 días a partir de la presentación de tales estudios no se ha recibido dicho pronunciamiento, se entenderá que el mismo es favorable.

ART. 37.– Presentación pública.– Previo a la entrega de los Estudios Ambientales a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su evaluación y aprobación, los sujetos de control realizarán una presentación pública de los Estudios de Impacto Ambiental para el proyecto respectivo, conjuntamente con representantes de la operadora, de la consultora ambiental y de la población del área de influencia directa, bajo la coordinación de la Subsecretaría de Protección Ambiental, quien además canalizará los comentarios y observaciones de los asistentes.

ART. 38.– Calificación y registro de consultores.– Los consultores ambientales hidrocarburíferos que realicen estudios ambientales deberán estar previamente calificados y registrados en la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas de conformidad con el Acuerdo Ministerial No. 137 del 5 de Agosto de 1998 (Instructivo para calificación de consultores ambientales en el área hidrocarburífera) o el que se emita en su lugar, los mismos que deberán cumplir con todos los requisitos que se establezcan en el país para este tipo de actividad.

ART. 39.– Calificación de laboratorios.– Los análisis físico-químicos y biológicos para los Estudios Ambientales, el monitoreo y el control de parámetros considerados en el presente Reglamento deberán ser realizados por laboratorios previamente calificados por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con las regulaciones que para el efecto se establezcan.

ART. 40.– Términos de referencia.– Previa a la realización de cualquier tipo de Estudio Ambiental, los sujetos de control deberán presentar a la Subsecretaría de Protección Ambiental los Términos de Referencia específicos, basados en la Guía Metodológica del artículo 41 de este Reglamento, para su respectivo análisis y aprobación en un término de 15 días.

Cuando se vayan a realizar operaciones hidrocarburíferas dentro de áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, los sujetos de control presentarán una copia adicional de los Términos de Referencia que será remitida por la Subsecretaría de Protección Ambiental al Ministerio del Ambiente, el que tendrá un término de 7 días para su pronunciamiento ante la Subsecretaría de Protección Ambiental, la que a su vez los aprobará en el término de 5 días. La ausencia del pronunciamiento de cualquiera de los dos ministerios significará que el mismo es favorable.

Obtenida la aprobación o vencido el término se procederá a la realización de los Estudios Ambientales, tomando en cuenta las observaciones que se hubieran formulado, de existir éstas.

ART. 41.– Guía metodológica.– En la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental se aplicarán, de conformidad con las características de cada proyecto y de la fase de operación de que se trate, los siguientes criterios metodológicos y guía general de contenido:

1. Ficha Técnica

En este numeral se presentarán de forma resumida los principales elementos de identificación del estudio:

- Número del bloque y/o nombre del proyecto y denominación del área.
- Ubicación cartográfica.
- Fase de operaciones.
- Superficie del área.

- Razón social de la compañía operadora.
- Dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico.
- Representante legal.
- Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución del Estudio y número del respectivo registro de Consultores Ambientales del sector Hidrocarburífero de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Composición del equipo técnico previamente calificado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.
- Plazo de ejecución del Estudio.

2. Introducción

En este numeral se expondrá el marco conceptual en que se inscribe el estudio, así como una descripción del contenido global y de las distintas partes del mismo, y su relación con los estudios ambientales realizados para las fases anteriores, de existir éstas.

3. Diagnóstico Ambiental– Línea Base

3.1. Criterios metodológicos.- Los componentes de la Línea Base que anteceden deberán aplicarse para describir y caracterizar el área, lo cual servirá de parámetro para la identificación de las áreas sensibles y la definición del Plan de Monitoreo Ambiental. La Línea Base tiene carácter general y una vez establecida, es única para todas las fases operativas, sin perjuicio de que se la profundice y actualice al inicio de una nueva fase de ser necesario. Sus componentes deberán aplicarse y profundizarse de acuerdo con las condiciones de cada fase de operación y tomando en cuenta las características del área en que se van a desarrollar las operaciones, conforme a lo establecido en el presente Reglamento, de manera que permitan avanzar en la comprensión de los ecosistemas y su funcionamiento, los que podrían ser afectados por las actividades a ejecutarse.

En el componente socio-económico y cultural interesa no únicamente describir los aspectos señalados sino analizar la organización social local, su dinámica y especialmente las formas de utilización de los recursos naturales.

3.2. Análisis detallado.-

La línea base incorporará la evaluación detallada de la situación actual de los siguientes componentes ambientales:

3.2.1 Medio Físico: geología, geomorfología, hidrología, climatología, tipos y usos del suelo, calidad de aguas, paisaje natural.

3.2.2 Medio Biótico: identificación de ecosistemas terrestres, cobertura vegetal, fauna y flora, ecosistemas acuáticos o marinos de ser el caso. Identificación de zonas sensibles, especies de fauna y flora únicas, raras o en peligro y potenciales amenazas al ecosistema.

3.2.3 Aspectos socioeconómicos y culturales de la población que habita en el área de influencia. Se identificarán los siguientes aspectos:

3.2.3.1 Aspectos demográficos.- Composición por edad y sexo, tasa de crecimiento de la población, densidad, migración, características de la PEA.

3.2.3.2 Condiciones de vida.- Alimentación y nutrición: abastecimiento de alimentos, problemas nutricionales. Salud: factores que inciden en la natalidad, mortalidad infantil, general y materna; morbilidad; servicios de salud existentes; prácticas de medicina tradicional. Educación: condición de alfabetismo, nivel de instrucción, planteles, profesores y alumnos en el último año escolar. Vivienda: número, tipos, materiales predominantes, servicios fundamentales.

3.2.3.3 Estratificación (grupos socioeconómicos), organización (formas de asociación, formas de relación, liderazgo) y participación social así como caracterización de valores y costumbres.

3.2.3.4 Infraestructura física.- vías de comunicación, servicios básicos (educación, salud, saneamiento ambiental).

3.2.3.5 Estaciones de servicio.- tipo de actividades industriales, educacionales y socio-culturales más cercanas; densidad poblacional en el entorno; tráfico actual y con proyección a futuro.

3.2.3.6 Actividades productivas.- tenencia y uso de la tierra, producción, número y tamaño de unidades productivas, empleo, relaciones con el mercado.

3.2.3.7 Turismo.- lugares de interés por su valor paisajístico, por sus recursos naturales así como por su valor histórico y cultural.

3.2.3.8 Arqueología.- estudio de vestigios y conservación con la intervención del Instituto Nacional de Patrimonio Cultural (INPC) en los casos que establece la Ley.

4. Descripción de las actividades del proyecto

Se describirán la operación técnica y las actividades que podrían tener efectos ambientales en cada una de las fases operativas del proyecto. Se incluirán los siguientes aspectos generales:

- Resumen ejecutivo del proyecto.
 - Marco de referencia legal y administrativo ambiental.
 - Localización geográfica y político-administrativa.
 - Definición del área de influencia.
 - Características del proyecto de conformidad con la fase de la actividad hidrocarburífera a que corresponda: caminos, medios de transporte, técnicas a utilizarse, equipo y maquinaria necesaria, número de trabajadores, requerimientos de electricidad y agua, atención médica, educación, entre otros.
 - Tipos de insumos y desechos: tipos de tratamiento de desechos, entre otros.
- De acuerdo al tipo de operación o fase, deberá constar la información adicional detallada constante en los capítulos correspondientes a las fases:
- ?
???Prospección geofísica (artículo 48).
 - ?
???Perforación exploratoria y de avanzada (artículo 51).
 - ?
???Desarrollo y producción (artículo 55).
 - ?
???Industrialización (artículo 63).
 - ?
???Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados (artículo 70).
 - ?
???Comercialización y venta de derivados de petróleo (artículo 75).

5. Determinación del área de influencia y áreas sensibles

La información de los numerales anteriores debe permitir identificar las áreas a ser impactadas y dentro de ellas las zonas sensibles, en donde deben adoptarse medidas específicas o evitarse determinadas actividades, de conformidad con la fase de las operaciones de que se trate.

6. Identificación y evaluación de impactos

Se reconocerán las acciones del proyecto hidrocarburífero que van a generar impactos sobre los diferentes elementos ambientales, socioeconómicos y culturales, de acuerdo a la fase de que se trate y determinando la calidad del impacto (directo-indirecto, positivo –negativo, etc.), el momento en que se produce, su duración (temporal–permanente), su localización y área de influencia, sus magnitudes etc.

Se tratará de mostrar cómo la situación caracterizada por la Línea Base puede resultar modificada en sus diversos componentes por las actividades a ejecutarse.

La identificación de los impactos ambientales así como de los impactos socioeconómicos y culturales deberá presentarse mediante matrices que permitan identificarlos y evaluarlos claramente, basado en todos los parámetros estudiados en el Diagnóstico Ambiental – Línea Base.

Los impactos indirectos deben evitarse en la medida de lo posible, o transformarse en positivos, según cuáles fueren las características de la situación. Deben diferenciarse las necesidades insatisfechas previamente existentes y que no son producidas por el proyecto.

En las zonas intervenidas, es preciso que la Línea Base incluya un análisis de impactos previos ocasionados por otras actividades.

La elección de técnicas de evaluación y valoración estará sujeta a criterio de quien realiza el estudio, sin embargo se cuidará que:

- Analicen la situación ambiental previa (Línea Base) en comparación con las transformaciones del ambiente derivadas de las actividades hidrocarburíferas ejecutadas.

- Prevean los impactos directos, indirectos y los riesgos inducidos que se podrían generar sobre los componentes físico, biótico, socioeconómico y cultural del ambiente.

- Se identifiquen y justifiquen las metodologías utilizadas en función de:

- a) la naturaleza de la actividad hidrocarburífera a realizarse; y

- b) los componentes ambientales afectados.

7. Plan de Manejo Ambiental

Una vez que se han identificado, analizado y cuantificado los impactos ambientales derivados de las actividades hidrocarburíferas, para la preparación del Plan de Manejo Ambiental se deben considerar los siguientes aspectos:

Analizar las acciones posibles de realizar para aquellas actividades que, según lo detectado en la valoración cualitativa de impactos, impliquen un impacto no deseado. Identificar responsabilidades institucionales para la atención de necesidades que no son de responsabilidad directa de la empresa y diseñar los mecanismos de coordinación.

Describir los procesos, tecnologías, diseño y operación, y otros que se hayan considerado, para reducir los impactos ambientales negativos cuando corresponda.

Sobre la base de estas consideraciones, el Estudio de Impacto Ambiental propondrá los planes detallados a continuación, con sus respectivos programas, presupuestos y cronogramas.

???Plan de prevención y mitigación de impactos: corresponde a las acciones tendientes a minimizar los impactos negativos sobre el ambiente en las diferentes fases de las operaciones hidrocarburíferas.

???Plan de contingencias : comprende el detalle de las acciones, así como los listados y cantidades de equipos, materiales y personal para enfrentar los eventuales accidentes y emergencias en la infraestructura o manejo de insumos, en las diferentes fases de las operaciones hidrocarburíferas, basado en un análisis de riesgos y del comportamiento de derrames. Se incluirá la definición y asignación de responsabilidades para el caso de ejecución de sus diferentes fases (flujograma y organigrama), las estrategias de cooperación operacional así como un programa anual de entrenamientos y simulacros.

?

???Plan de capacitación: comprende un programa de capacitación sobre los elementos y la aplicación del Plan de Manejo Ambiental a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.

?

???Plan de salud ocupacional y seguridad industrial: comprende las normas establecidas por la empresa internamente para preservar la salud y seguridad de los empleados inclusive las estrategias de su difusión.

?

???Plan de manejo de desechos : comprende las medidas y estrategias concretas a aplicarse en el proyecto para prevenir, tratar, reciclar/reusar y disponer los diferentes desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

?

???Plan de relaciones comunitarias : comprende un programa de actividades a ser desarrollado con la(s) comunidad(es) directamente involucrada(s) con el proyecto, la autoridad y la empresa operadora. Se incluirán medidas de difusión del Estudio de Impacto Ambiental, las principales estrategias de información y comunicación, eventuales planes de indemnización, proyectos de compensación y mitigación de impactos socio-ambientales, así como un programa de educación ambiental participativa a la comunidad. Estos acuerdos deben permitir la disminución de efectos negativos y la optimización de las acciones positivas.

?

???Plan de rehabilitación de áreas afectadas: comprende las medidas, estrategias y tecnologías a aplicarse en el proyecto para rehabilitar las áreas afectadas (restablecer la cobertura vegetal, garantizar la estabilidad y duración de la obra, remediación de suelos contaminados, etc.).

?

???Plan de abandono y entrega del área: comprende el diseño de las actividades a cumplirse una vez concluida la operación, de manera de proceder al abandono y entrega del área del proyecto motivo del respectivo Estudio Ambiental.

8. Plan de Monitoreo

El Estudio de Impacto Ambiental definirá los sistemas de seguimiento, evaluación y monitoreo ambientales y de relaciones comunitarias, tendientes a controlar adecuadamente los impactos identificados en el Estudio de Impacto Ambiental y el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental así como las acciones correctivas propuestas en el mismo. Los informes del Plan de Monitoreo se deberán presentar anualmente dentro del Informe Anual de las Actividades Ambientales, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 12 de este Reglamento.

9. Anexos

a) Información cartográfica básica y temática en formato digital y analógico, con coordenadas geográficas y UTM, en archivos compatibles con los de la Subsecretaría de Protección Ambiental, inclusive las respectivas bases de datos, a las siguientes escalas correspondientes a las fases de las actividades hidrocarbúferas:

- Prospección geofísica: 1:50000.
- Perforación exploratoria: 1:10000.
- Desarrollo y producción: 1:25000.
- Industrialización: 1:10000.
- Almacenamiento: 1:10000.
- Transporte y comercialización: 1:25000.
- Estaciones de servicio y otros establecimientos de comercialización en áreas urbanas: 1:100 hasta 1:10000; para zonas rurales y en caso que no exista la correspondiente información digital, se podrán presentar planos cartográficos del IGM en forma escrita.

Toda información geográfica deberá ser sustentada, indicando la(s) fuente(s) de información y su fecha.

La presentación gráfica se realizará conforme al formato establecido en el Gráfico 1 del Anexo 1 de este Reglamento.

Los mapas temáticos incluirán, entre otros, los siguientes:

- Patrimonio Nacional de Áreas Naturales.
- Uso de suelos y áreas sensibles.
- Comunidades y étnias.
- Federaciones;

- b) Información satelitaria y/o fotografía aérea vertical a color;
- c) Registro fotográfico fechado o de vídeo de los aspectos más importantes;
- d) Los textos que se consideren complementarios a la Línea Base;
- e) Resumen ejecutivo. Comprende una síntesis o resumen que privilegie la comprensión amplia de los resultados obtenidos en el estudio, y que contenga la información más relevante, los problemas críticos, la descripción de los impactos negativos y positivos, las principales medidas y estrategias de manejo ambiental, y las fuentes de información utilizadas. Este documento debe presentarse separado del informe principal;
- f) Bibliografía y fuentes consultadas; y,
- g) Listado completo de los técnicos y profesionales que han participado en la realización del estudio, firmado por cada uno de ellos.

ART. 42.– Auditoría Ambiental.– La Subsecretaría de Protección Ambiental por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental auditará al menos cada dos años, o cuando por haberse detectado incumplimiento al Plan de Manejo Ambiental el Subsecretario de Protección Ambiental así lo disponga, los aspectos ambientales de las diferentes actividades hidrocarburíferas realizadas por los sujetos de control.

La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) determinará el tipo y alcance de la Auditoría Ambiental para las operaciones de los sujetos de control en base al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.

Los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades, previa aprobación de los correspondientes Términos de Referencia por la Subsecretaría de Protección Ambiental, y presentarán el respectivo informe de auditoría a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Adicionalmente, las partes a la finalización del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos o en caso de cambio de operador realizarán la auditoría a que se refiere el artículo 11 del Reglamento a la Ley 44, reformativa a la Ley de Hidrocarburos.

Para el efecto de las auditorías antes mencionadas, los sujetos de control seleccionarán una auditora ambiental calificada por la Subsecretaría de Protección Ambiental para que realice el seguimiento y la verificación del cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, de conformidad con los Términos de Referencia previamente aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental, en los cuales se determina el marco de documentos contra los cuales se realizará la auditoría.

ART. 43.– Contenido.– La Auditoría Ambiental constará de:

- a) Datos generales.

Se presentarán, en forma resumida, los principales elementos de identificación del estudio:

- Denominación del área.
- Ubicación.
- Fase de operaciones.
- Superficie.
- Nombre o razón social de la compañía petrolera.
- Dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico.
- Representante legal.
- Representante técnico o asesor.

- Nombre de la compañía consultora ambiental responsable de la ejecución de la auditoría ambiental.
- Número en el Registro de Consultores Ambientales Hidrocarburíferos de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.
- Composición del equipo técnico previamente calificado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.
- Plazo de ejecución de la Auditoría Ambiental;

b) Objetivos.

Los principales objetivos de la Auditoría Ambiental son los siguientes:

Determinar si las actividades hidrocarburíferas cumplen con los requisitos operacionales ambientales vigentes, incluyendo una evaluación de la tecnología aplicada.

Identificar los riesgos e impactos que las actividades hidrocarburíferas representan para el medio ambiente natural, la comunidad local y el personal involucrado en la operación.

Verificar el cumplimiento del Plan de Manejo y del Plan de Monitoreo Ambientales, así como de la legislación ambiental vigente.

c) Metodología utilizada

La Auditoría Ambiental se concentrará en las condiciones operacionales actuales de la compañía petrolera y tomará en cuenta las condiciones del lugar y el proceso físico que caracteriza a cada operación, y se referirá principalmente a:

Aspectos operacionales:

- Condiciones existentes.
- Revisión de equipos.
- Revisión general de la operación.
- Revisión de áreas específicas.
- Revisión y evaluación de registros y documentación conforme a los Términos de Referencia aprobados.
- Revisión de cumplimiento de normas.
- Revisión de cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental y de Monitoreo.

Identificará también:

- La fuente específica del impacto.
- Las causas del impacto.
- Recomendaciones para corregir errores anteriores.

La Auditoría Ambiental incluirá la verificación del cumplimiento de los límites establecidos en este Reglamento para los componentes suelo, agua y aire a través de muestreos y análisis de laboratorio, así como la evaluación de los datos del automonitoreo de la empresa.

d) Conclusiones y recomendaciones.

A continuación de la Auditoría Ambiental, la auditora preparará un informe que resuma el estado ambiental de las actividades hidrocarburíferas e identifique las recomendaciones para el cumplimiento de los objetivos en materia de gestión ambiental.

e) Anexos.

Los textos que se consideren complementarios a la Auditoría Ambiental se presentarán como anexos.

f) Resumen ejecutivo.

Comprende una síntesis o resumen que privilegie la comprensión amplia de los resultados obtenidos en la Auditoría Ambiental, y que contenga la información más relevante, los logros alcanzados, los problemas críticos, y las principales medidas correctivas.

Este documento debe presentarse separado del informe general.

ART. 44.– Examen Especial Ambiental.– Este Examen será realizado en casos emergentes a criterio de la Subsecretaría de Protección Ambiental o a pedido de los sujetos de control, y constará de:

1. Objetivos.
2. Alcance.
3. Metodología.
4. Acta de inspección.
5. Informe técnico.

ART. 45.– Acta de Inspección.– En los exámenes especiales, concluida la inspección de verificación de campo se levantará el acta respectiva, la cual será suscrita por el (o los) técnico(s) de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) y el (o los) representante(s) ambiental(es) de la empresa o su(s) delegado(s), con quien (o quienes) se haya practicado la diligencia. Constará de:

- 1) Lugar, día, hora, delegados y concurrentes.
- 2) Propósito.
- 3) Exposiciones y disposiciones.
- 4) Firmas de los delegados.

ART. 46.– Informe Técnico.– Una vez concluida la auditoría o el examen especial, y en el término de quince días, la Subsecretaría de Protección Ambiental entregará el informe técnico, al ente auditado o examinado, estableciendo las conclusiones y recomendaciones, las medidas correctivas y plazos si fuera el caso.

CAPÍTULO V

PROSPECCIÓN GEOFÍSICA U OTRAS

ART. 47.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 48.– Estudios Ambientales.– Para las actividades de prospección geofísica, el Diagnóstico Ambiental – Línea Base deberá comprender el área adjudicada. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto: Etapas de la actividad de prospección geofísica.

- 1) Reconocimiento del área.
- 2) Información sobre obtención de permisos y negociación de tierras, pago de daños e indemnizaciones.
- 3) Construcción de helipuertos, ubicación y análisis de alternativas, dimensiones y disposición de DZs.

4) Movilización de personal y equipo.

5) Instalación de campamentos temporales, descripción de medidas ambientales para su construcción y operación.

6) Localización de Líneas Sísmicas y análisis de alternativas para evitar zonas sensibles.

6.1) Proyecto de Exploración (planos).

6.2) Sistema de localización (geodésica y topográfica, GPS, GIS).

6.3) Sistema de amojonamiento.

6.4) Apertura de trochas.

7) Sistema y técnicas de barrenos, técnicas explosivas y no explosivas.

8) Taponamiento de pozos.

9) Análisis de alternativas.

ART. 49.– Normas operativas.– Las empresas deberán cumplir con las siguientes normas:

a) **Helipuertos y puntos de disparo.–** Los helipuertos y puntos de disparo no se establecerán en zonas críticas tales como sitios de reproducción y/o alimentación de fauna, saladeros, y sitios arqueológicos. En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores los helipuertos se construirán conforme a la guía gráfica, Gráfico No. 2 del Anexo No. 1, de este Reglamento;

b) **Construcciones temporales.–** Al abrir las trochas e instalar los campamentos de avanzada, helipuertos y puntos de disparo, se removerá la vegetación estrictamente necesaria. En los campamentos de avanzada, las letrinas construidas mantendrán una distancia mínima de 20 metros a cuerpos de agua.

En las zonas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores, todas las construcciones antes mencionadas, de carácter temporal, se las hará sin utilizar madera del área, excepto la que ha sido previamente removida para la adecuación del área. Los demás materiales a utilizarse deberán ser reutilizables y resistentes a las condiciones climáticas;

c) **Tendido de líneas.–** El desbroce de trochas para tendido de líneas sísmicas será exclusivamente manual y no se cortarán árboles de DAP mayor a 20 centímetros; el ancho normal para las mismas será de 1.20 metros, y el máximo de 1.50 metros. Toda la madera y el material vegetal proveniente del desbroce y limpieza del terreno, será técnicamente procesado y reincorporado a la capa vegetal mediante tecnologías actuales disponibles, especialmente en sitios susceptibles a la erosión. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales;

d) **Acarreo aéreo de carga.–** Los helicópteros a utilizarse deberán ser aquellos que permitan minimizar el impacto ambiental. Para el acarreo de carga aérea deberá utilizarse la técnica llamada de "cuerda larga" (Long Sling), conforme a normas de seguridad OACI (International Civil Aviation Organization).

Si por razones justificables se requieren otras condiciones de operación, éstas se someterán a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental;

e) **Control de erosión.–** Para controlar la erosión se deberá:

e.1) Remover cualquier obstrucción al flujo natural de los cuerpos de agua cuando la misma haya sido causada por las operaciones de sísmica o por actividades asociadas a la exploración.

e.2) Contemplar un programa de revegetación con especies nativas del lugar para las áreas afectadas en donde se haya removido la capa vegetal según lo establecido en el Plan de Manejo Ambiental;

f) **Cruces de cuerpos de agua.–** Si una línea sísmica debe cruzar más de una vez el mismo cuerpo de agua, la distancia mínima entre los cruces será de 2 kilómetros, excepto en casos de cauces meándricos, y en otros casos aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental;

g) **Indemnizaciones.-** En el caso de afectación de tierras de personas naturales o jurídicas, se deberán pagar las indemnizaciones necesarias de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos y tomando como referencia las tablas oficiales disponibles;

h) **Manejo de explosivos.-** Para el manejo de explosivos, se deberá tener en cuenta:

h.1) Las distancias mínimas establecidas para puntos de disparo, en la Tabla No. 2 del Anexo 1 de este Reglamento.

h.2) En ríos, lagos y lagunas no se utilizarán explosivos, sino el sistema de pistola de aire o equivalentes.

h.3) Los puntos de disparo deben ser rellenados y compactados con tierra para evitar la formación de cráteres o daños al entorno.

h.4) Las cargas en puntos de disparo no deben ser detonadas a distancias menores de 15 metros de cuerpos de agua superficiales.

h.5) Se deben utilizar mantas de protección cuando se detone explosivos en lugares cercanos a poblaciones.

h.6) Con un mínimo de 24 horas de anticipación se informará a las poblaciones vecinas sobre la peligrosidad de los materiales explosivos y se les advertirá acerca de la ocurrencia y duración de las explosiones.

h.7) Es responsabilidad de las empresas contratistas y contratantes asegurar que sus trabajadores sean calificados y se encuentren en buen estado de salud. Además, suministrarán a cada trabajador el equipo de protección personal establecido según las normas de seguridad industrial vigentes, incluyendo: guantes, casco, protectores de ruido y botas de seguridad;

i) **Para abandono:**

i.1) La capa orgánica que hubiese sido removida en helipuertos y campamentos, será redistribuida en el suelo, antes de abandonar las áreas.

i.2) El área de terreno en la que se haya removido la capa vegetal durante las operaciones, incluyendo aquellas destinada a helipuertos y campamentos, será revegetada y/o reforestada con especies nativas de la zona.

i.3) La empresa que ejecute la prospección geofísica y la que contrate el trabajo serán responsables por los daños al ambiente que pudieren ocasionarse y de la implantación de las medidas de prevención, control y rehabilitación.

CAPÍTULO VI

PERFORACIÓN EXPLORATORIA Y DE AVANZADA

ART. 50.- Disposiciones generales.- Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 51.- Estudios Ambientales.- Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental – Línea Base, para los pozos exploratorios y de avanzada; las demás perforaciones estarán cubiertas por los Estudios Ambientales elaborados para la fase de desarrollo y producción. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

1) Programa de perforación exploratoria y de avanzada.

2) Plan de uso de la superficie en áreas intervenidas y/o no intervenidas:

- 2.1) Ubicación de sitios de perforación.
- 2.2) Actividades previas a la perforación.
- 2.3) Identificación de fuentes de materiales así como tratamiento y disposición de desechos.
- 2.4) Formas de acceso.
- 2.5) Instalación de plataformas, helipuertos y campamentos.
- 2.6) Características y montaje de los equipos y técnicas de perforación.
- 2.7) Captación de agua.
- 2.8) Tratamiento y disposición de fluidos y ripsos de perforación.
- 2.9) Actividades de operación y perforación exploratoria.
- 2.10) Lista general de productos químicos a utilizarse.
- 3) Análisis de alternativas

ART. 52.- Normas operativas.- Para la perforación exploratoria se deberá cumplir en cada caso con lo siguiente:

a) **En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales.-** Los parámetros para la perforación exploratoria y avanzada, en áreas del Patrimonio Nacional de Areas Naturales, son los siguientes:

Prohibición de apertura de carreteras; área útil para plataforma, helipuerto y campamento, menor de 1.5 hectáreas;

b) **En otras zonas.-** Para la perforación exploratoria y de avanzada en zonas no protegidas del territorio nacional, el área útil de plataforma, helipuerto y campamento no excederá a 1.5 hectáreas. En caso de requerirse mayor área útil, se deberán presentar los justificativos técnicos y económicos en el Estudio Ambiental, en el que también se especificará el área total de desbroce que dependerá de la topografía del sitio de perforación;

c) **Costa afuera.-** En la perforación costa afuera se contará con sistemas de procesamiento de ripsos, con sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, y con un sistema de tratamiento de aguas negras y grises. Las características de los efluentes cumplirán con los límites permisibles establecidas en las Tablas No. 4 y 5 del Anexo 2 de este Reglamento;

d) **Normas complementarias.-** La perforación exploratoria y de avanzada, complementariamente a lo establecido en el Estudio Ambiental, será ejecutada de acuerdo con las siguientes regulaciones operativas:

d.1 Del sitio de perforación.-

1.1 En el sitio de perforación, los tres espacios de área útil (plataforma, campamento y helipuerto) 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.

1.2 En el caso de perforación exploratoria 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.

Se autorizará la apertura de vías hasta de 5 metros de ancho de capa de rodadura, cuando exista justificación técnica y económica.

Si el pozo resultare seco, la compañía petrolera se compromete a rehabilitar el sitio de perforación, y a levantar la vía de acceso contando con la coordinación de las autoridades provinciales o cantonales

respectivas, previa aceptación de la comunidad del sector. En caso de presentarse situaciones fuera de su control, se comunicará a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

1.3 Las plataformas de perforación en el área efectiva de operaciones serán niveladas, compactadas y apropiadamente drenadas. En áreas colinadas, para las operaciones se considerarán varios niveles o sitios parcialmente nivelados para minimizar la erosión.

1.4 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.

d.2 Del tratamiento y disposición final de fluidos y rípios de perforación.-

2.1 Todo sitio de perforación en tierra o costa afuera dispondrá de un sistema de tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos que se produzcan durante la perforación.

2.2 Durante la perforación y concluida ésta, los fluidos líquidos tratados a medida de lo posible deberán reciclarse y/o podrán disponerse conforme con lo dispuesto en el artículo 29 de este Reglamento. El monitoreo físico-químico de las descargas al ambiente se realizará diariamente y será documentado y reportado a la Subsecretaría de Protección Ambiental en informes mensuales.

2.3 Durante y después de la perforación, los desechos sólidos, tanto lodos de decantación así como rípios de perforación tratados, podrán disponerse una vez que cumplan los parámetros y límites de la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento.

2.4 Las descargas submarinas se harán a una profundidad y distancia tal que se logre controlar la variación de temperatura conforme lo establecido en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento, obtener una rápida dilución inicial complementada con una satisfactoria dispersión y asimilación por el medio receptor que minimice el retorno de los contaminantes a la línea de la costa. A tales efectos en el Estudio Ambiental constará lo siguiente:

a) Descripción de las especificaciones técnicas de la tubería y características de los efluentes a descargar, inclusive su temperatura;

b) Estudios sobre la calidad físico-química, biológica y microbiológica del agua y sedimentos de fondos someros en el área de influencia de la descarga;

c) Estudio batimétrico, así como de corrientes marinas y superficiales en el sitio de la descarga; y

d) Rasgos de la línea de costa: configuración y morfología.

2.5 En caso de usarse lodos en base de aceite mineral su disposición final será en tierra, cumpliendo con los límites permisibles de la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento; los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos serán tratados y dispuesto, cumpliendo con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento.

2.6 Si los resultados del monitoreo determinan que las descargas al entorno en proyectos costa afuera no cumplen con los límites permisibles, todos los fluidos y rípios serán tratados y dispuestos en tierra firme.

d.3 Completación de pozos.- En caso de realizar la completación de pozos, los fluidos utilizados deberán ser recolectados en tanques y tratados de tal manera que cumplan con los límites permisibles para descargas, expresados en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

d.4 Pruebas de producción.- Cuando las condiciones de logística y económicas no permitan transportar el crudo, las pruebas se harán contratanque, y en caso de prever encontrar crudo que no permita su manejo en tanques, se utilizarán incineradores con sobreoxigenación, y las emisiones a la atmósfera deberán cumplir con lo establecido en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

Las pruebas de producción de gas natural libre se realizarán utilizando la mejor tecnología disponible, de conformidad con lo previsto en el Plan de Manejo Ambiental para el efecto, contando con un programa de monitoreo de emisiones atmosféricas conforme a la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

ART. 53.– Caso de abandono.– En los casos de abandono temporal o definitivo del área de influencia 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 y aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental;
- 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.

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 rehabilitados ambientalmente;

e) 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,

f) 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. La posición del pozo se señalará con una boya y un dispositivo electrónico adecuado para su detección.

CAPÍTULO VII

DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

ART. 54.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 55.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental – Línea Base, para la actividad de desarrollo y producción de hidrocarburos. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Localización, diseño conceptual y habilitación de la superficie para instalaciones de producción.
- 2) Diseño conceptual, trazado, construcción y adecuación de vías de acceso.
- 3) Fuentes de materiales, plan de explotación de materiales, así como tratamiento y disposición de desechos.
- 4) Trazado y construcción de líneas de flujo y troncales.
- 5) Captación y vertimientos de agua.
- 6) Instalación de campamentos.
- 7) Construcción y montaje de equipos.
- 8) Producción.

9) Pozos de desarrollo.

10) Aprovechamiento de energía y servicios.

11) Análisis de alternativas.

ART. 56.– Perforación de desarrollo.– Se observarán las siguientes disposiciones:

- a) Se aplicarán las mismas normas establecidas para la perforación exploratoria y de avanzada en todo cuanto sean pertinentes;
- b) En caso de perforación múltiple (racimo), se permitirá el desbroce para un área útil de hasta 0.2 hectáreas por cada pozo adicional, procurando optimizar el uso del área previamente desbrozada; y,
- c) Los fluidos y/o rípios de perforación podrán ser tratados y dispuestos o inyectados, conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

ART. 57.– Instalaciones de producción.– Las empresas petroleras en la actividad hidrocarburífera, para el cumplimiento de las operaciones de producción, deben observar lo siguiente:

a) **Area útil adicional.-** En el caso de contar con islas de perforación que se convierten en islas de producción, se contemplará en el Plan de Manejo Ambiental un área útil adicional a la estipulada en el artículo 56, para instalar equipos de producción tales como: generadores múltiples, separadores, y otros.

Se construirán vallas adecuadas alrededor de las instalaciones de producción con el fin de proteger la vida silvestre. El diseño de la valla deberá efectuarse de tal forma que la misma quede cubierta por una cortina de vegetación. El área de esta cortina será adicional a la permitida para construir la infraestructura y no será incorporada al área útil;

b) **Contrapozo.-** Alrededor del cabezal del pozo se deberá construir un dique (contrapozo) impermeabilizado a fin de recolectar residuos de crudo provenientes del cabezal y así evitar contaminación del sitio de perforación;

c) **Patrones de drenaje natural.-** Se respetarán los patrones de drenaje natural para la construcción de las instalaciones de producción;

d) **Tratamiento, manejo y disposición de coque.-** En caso de que sea técnica y económicamente factible, la eliminación del coque en estaciones de producción que manejen crudos pesados, deberá emplearse un sistema ambientalmente adecuado, para el tratamiento, manejo y disposición del mismo;

e) **Pozos para inyección.-** Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales;

f) **Manejo de emisiones a la atmósfera.-** El gas deberá ser considerado en forma prioritaria, para reinyección y recuperación mejorada. El que no fuere utilizado de esta forma deberá aprovecharse de manera de asegurar una utilización racional del recurso previo el análisis técnico y económico respectivo, preferentemente para la generación de energía eléctrica, para lo cual se presentarán los Estudios Ambientales correspondientes a la autoridad competente;

f.1) Si las condiciones tecnológicas y económicas no permiten el aprovechamiento completo en determinadas instalaciones, el gas natural asociado residual y el gas pobre podrá ser quemado utilizando mecheros, previa autorización de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, y conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento;

f.2) Los mecheros proveerán las condiciones de temperatura y oxigenación suficientes para lograr la combustión completa de los gases.

La ubicación, altura y dirección de los mecheros deberá ser diseñado de tal manera que la emisión de calor y gases afecte en lo mínimo al entorno natural (suelo, vegetación, fauna aérea).

En cada sitio de quema de gas se monitorearán periódicamente las emisiones a la atmósfera, tal como se establece en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

En el caso de no cumplir con los parámetros establecidos en este Reglamento, la operadora tendrá un plazo de 30 días para hacer los correctivos necesarios.

Los sujetos de control deberán establecer en el respectivo Plan de Manejo Ambiental las alternativas técnicas o tecnológicas que utilizarán para la quema del gas y la reducción y control de emisiones;

f.3) En todo caso, el gas natural asociado y el gas pobre proveniente de la producción de petróleo serán objeto de un manejo especial a determinarse según cada caso entre la operadora y la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), de acuerdo con lo que dispone la Ley de Hidrocarburos.

ART. 58.– Pruebas de producción:

a) En las pruebas de producción se utilizarán tanques, que se ubicarán de acuerdo a las normas técnicas aceptadas en la industria hidrocarburífera, compatibles con la protección del medio ambiente;

b) El fluido de las pruebas de producción deberá ser trasladado o bombeado hacia una estación de producción donde será tratado y el crudo incorporado a la producción. El traslado deberá efectuarse sujetándose a normas de seguridad y protección ambiental vigentes. En ningún caso estos fluidos podrán disponerse en piscinas;

c) En el caso de utilizar bombeo hidráulico en las pruebas de producción, el fluido producido más el fluido motriz empleado, deberán transportarse hacia la estación de producción más próximo para ser tratado y el crudo será incorporado a la producción; y,

d) Para las pruebas de producción costa afuera, se utilizarán sistemas que recuperen y traten los fluidos contaminantes.

ART. 59.– Tratamiento y cierre de piscinas.– Para el caso de piscinas que contengan crudo intemperizado o que hayan sido mal manejadas, es obligación de los sujetos de control proceder a la limpieza, recuperación del crudo, tratamiento, taponamiento y/o revegetación de cada una de estas con especies nativas de la zona, en base al Programa o Proyecto de Remediación que presentará la empresa, conforme a lo establecido en el artículo 16 de este Reglamento, para la aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

El taponamiento deberá realizarse de acuerdo a las siguientes disposiciones.

a) Piscinas con crudo y/o agua:

a.1) Se recuperará el crudo para uso posterior.

a.2) El crudo residual que no se incorpore a la producción será tratado de acuerdo a su composición y características físico-químicas. Si luego de un tratamiento se logra una mezcla bituminosa estable que no presente lixiviados que afecten al ambiente, podrá utilizarse en las vías, previo aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental en base de los respectivos análisis. En ningún caso se utilizará este crudo sin tratamiento.

a.3) El crudo que no pudiese ser recuperado será tratado en la propia piscina o ex situ de conformidad con el programa o proyecto de remediación aprobado, favoreciendo tecnologías de biorremediación con microorganismos endémicos del sitio en remediación; no se permite la aplicación de microorganismos genéticamente modificados.

a.4) El agua residual será tratada y dispuesta, una vez que cumpla con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

a.5) Una vez evacuados el crudo y/o el agua, se tratarán el suelo del fondo y las paredes de la piscina conforme lo establecido en el punto a.3) de este artículo, hasta que cumpla con los parámetros y límites establecidos en la Tabla No. 6 del Anexo 2 de este Reglamento, y se rehabilitará el sitio.

En el caso que no se tapone la piscina y se quiera utilizar por la comunidad o el propietario a solicitud expresa y bajo su responsabilidad, se analizará la calidad del agua y las características de los sedimentos previo a la entrega. La calidad del agua en este caso deberá evaluarse en función del uso planificado; para piscicultura se podrá hacer la evaluación en función de los parámetros y valores referenciales de la Tabla No. 11 del Anexo 3 de este Reglamento.

a.6) Los desechos sólidos y otros materiales encontrados en la piscina a tratar serán clasificados y almacenados temporalmente en sitios preparados con geomembrana, que contarán con un sistema de recolección y control de lixiviados y escorrentías. Los desechos sólidos inorgánicos serán llevados del sitio para su tratamiento, reciclaje y/o disposición. Los desechos sólidos orgánicos se podrán tratar en el sitio con tecnologías aceptadas ambientalmente, y conforme consta en el Programa o Proyecto de Remediación antes mencionado.

a.7) La incineración controlada de desechos sólidos provenientes de la piscina a tratar se llevará a cabo en incineradores con sobreoxigenación que garanticen una combustión completa previa autorización de la Subsecretaría de Protección Ambiental, y controlando las emisiones a la atmósfera conforme a los valores máximos referenciales establecidos en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento. Se prohíbe la incineración abierta y no controlada de dichos desechos;

b) Piscinas secas: Las piscinas secas que no contienen agua pero sí crudo o lodos de perforación en su fondo, serán remediadas conforme a lo establecido en los puntos a.3), a.5), a.6) y a.7) de este artículo, hasta que cumplan con los límites establecidos en las Tablas No. 6 y 7 del Anexo 2 de este Reglamento; y,

c) Revegetación: Las piscinas que fueren taponadas, se revegetarán con especies nativas de la zona. La operadora será responsable del seguimiento y resultados de la revegetación.

ART. 60.– Reacondicionamiento de pozos.– Las operadoras dispondrán de las facilidades necesarias para el almacenamiento, tratamiento y disposición de los fluidos de reacondicionamiento, a fin de cumplir con lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

ART. 61.– Recuperación mejorada.– Previo a la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada se deberá especificar el origen y fuente de agua o fluido a inyectarse, indicando su capacidad de abastecimiento a corto, mediano y largo plazo, y los efectos ambientales y sociales de este tipo de proyecto. De manera preferente se utilizará el agua tratada de los procesos de producción en lugar de la proveniente de fuentes naturales, así como el gas natural producido en el área.

CAPÍTULO VIII

INDUSTRIALIZACIÓN

ART. 62.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 63.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambiental – Línea Base o una actualización y/o profundización del mismo, para el diseño, la construcción y la operación de la infraestructura de industrialización de hidrocarburos (plantas de gas, refinerías, plantas petroquímicas, plantas de producción de aceites y grasas lubricantes, plantas de tratamiento y/o reciclaje de aceites usados, etc.). Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

- 1) Presentación del esquema de Industrialización.
- 2) Diseño básico de las unidades nuevas o modernizadas.
- 3) Descripción de las unidades de procesos.
 - 3.1) Unidades no catalíticas.
 - 3.2) Unidades catalíticas.

- 3.3) Otras áreas de industrialización.
- 3.4) Areas de almacenamiento y transferencia.
- 3.5) Area de servicios auxiliares.
- 4) Balance de materiales y térmico global.
- 5) Equipo de laboratorio existente y adicional.
- 6) Tanquería y esferas de almacenamiento existentes.
- 7) Tanquería y esferas de almacenamiento nuevas.
- 8) Generación de residuos en plantas industriales:
 - 8.1) Generación de desechos por fuente productora.
 - 8.2) Evaluación del sistema existente del manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.
 - 8.3) Estudios existentes y propuestas para el manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.
- 9) Captación y vertimientos de agua.
- 10) Sistema de tratamiento de efluentes.
- 11) Análisis de alternativas para ampliaciones y/o nuevas instalaciones:
 - 11.1) Revisión de propuestas de localización.
 - 11.2) Revisión del Diagnóstico Ambiental de las plantas industriales.
 - 11.3) Trabajo de campo preliminar.
 - 11.4) Evaluación de alternativas.
 - 11.4.1) Características ecológicas, socioeconómicas y culturales.
 - 11.4.2) Riesgos ambientales.
 - 11.4.3) Medidas y gastos de recuperación.
- 12) Conclusiones.

ART. 64.– Infraestructura e Impactos Ambientales.– El diseño, construcción y funcionamiento de la infraestructura de industrialización de hidrocarburos, se realizará considerando la estabilidad geosísmica del sitio, la seguridad física y los posibles impactos que puedan provocarse en el medio ambiente del área de operación y del área de influencia directa, así como en sus características socio culturales.

En ningún caso se permitirá infraestructura para industrialización de hidrocarburos dentro de áreas pertenecientes al Patrimonio Nacional de Areas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores.

ART. 65.– Instalaciones de industrialización.– Deberán cumplir con lo siguiente:

- a) Para el manejo y almacenamiento de combustibles, petróleo crudo y sus derivados se deberá cumplir con lo establecido en el artículo 25 de este Reglamento; y,
- b) En operaciones costa afuera, el gas extraído será deshidratado y el agua de formación será descargada al ambiente o inyectada conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.

ART. 66.– Manejo y tratamiento de descargas, emisiones y desechos.– Toda instalación de industrialización deberá disponer de sistemas cerrados de tratamiento de efluentes, control de emisiones

atmosféricas y desechos sólidos resultantes de los diferentes procesos, los mismos que deberán cumplir con lo establecido en los artículos 28, 29, 30, 31 y 32 de este Reglamento. Se priorizará el uso de tecnologías limpias. Además, se observarán las siguientes disposiciones:

a) Manejo de emisiones a la atmósfera.-

a.1) El gas que se produce durante el tratamiento del crudo y fabricación de sus derivados deberá ser adecuadamente manejado en la propia planta a efectos de optimizar su uso racional en las necesidades energéticas de la misma.

El remanente podrá ser quemado previa autorización de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, en condiciones técnicas que aseguren que las emisiones a la atmósfera producidas en la combustión cumplan con lo establecido en la Tabla No. 3 del Anexo 2 de este Reglamento.

a.2) Toda planta para el tratamiento de crudo y fabricación de sus derivados deberá contar con sistemas adecuados para el tratamiento de gases ácidos y compuestos de azufre que garanticen la transformación y/o disminución de los compuestos nocivos de azufre antes de que el gas pase a ser quemado;

b) Manejo de desechos sólidos.- Los residuos sólidos especiales, domésticos e industriales constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán tratados y manejados de acuerdo a las siguientes disposiciones:

b.1) La selección del método óptimo de tratamiento y manejo de los residuos sólidos se lo hará considerando los siguientes parámetros y sobre la base de la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento:

- Tipo de residuo.
- Peligrosidad del residuo.
- Costo – beneficio.
- Impacto ambiental.
- Volumen del residuo.

b.2) Para residuos sólidos domésticos se aplicará el tratamiento y disposición con la mejor tecnología disponible a fin de optimizar el beneficio del producto obtenido.

b.3) Para los desechos industriales se contará con una planta de tratamiento que contemple especificaciones técnicas ambientalmente aceptables a fin de disminuir el volumen y la concentración de los contaminantes contenidos en los desechos.

b.4) El sitio de disposición no debe localizarse en las cercanías de áreas residenciales, zonas pantanosas, hábitats sensibles de fauna silvestre, canales de drenaje, áreas sujetas a inundaciones temporales y cercanías a cuerpos de agua.

b.5) Los residuos sólidos especiales (peligrosos) serán clasificados, tratados y dispuestos, según el caso, mediante la alternativa más adecuada constante en la Tabla No. 8 de este Reglamento; y,

c) Se deberá instruir al personal sobre el manejo, transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición de los desechos que se generan en la industria.

ART. 67.- Producción de combustibles.- En la producción de combustibles se deberán observar las siguientes disposiciones:

a) Las empresas que participen en el campo de industrialización de hidrocarburos cumplirán las respectivas normas INEN sobre calidad de gasolinas y de diesel, específicamente en lo referente a octanaje y cetanaje, contenido de aromáticos, benceno y azufre, así como otras sustancias contaminantes;

b) Se prohíbe la producción e importación de gasolina con plomo, por parte de los sujetos de control;

c) Las gasolinas que se importaren, se sujetarán a las respectivas normas INEN; y,

d) La calidad de los combustibles: gasolina (octanaje) y diesel 2 (cetanaje) podrá ser mejorada mediante la incorporación de aditivos en refinería y/o terminales previa autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

La empresa operadora deberá reportar ante la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas la hoja de seguridad incluyendo la composición de los aditivos a utilizar. Se fomentará la instalación de tecnologías de refinación que mejoren la calidad de las gasolinas, tales como plantas de isomerización, alquilación, y el uso de aditivos oxigenados hasta un equivalente de 2.7% O₂. Se preferirá y fomentará la producción y uso de aditivos oxigenados, tal como el etanol anhidro, a partir de materia prima renovable.

ART. 68.– Distancias de seguridad:

a) **Zona de seguridad.**– La infraestructura de industrialización deberá estar rodeada de un cinturón de seguridad cuyo límite se establecerá en base de un análisis de riesgo en el respectivo Estudio Ambiental, y estará de preferencia arborizado y/o revegetado con especies propias de la región. La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) efectuará el control y seguimiento sobre la observancia de esta franja de seguridad; y,

b) **Distancia a centros poblados.**– Las nuevas infraestructuras de industrialización deberán construirse en sitios distantes por lo menos diez kilómetros de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios.

CAPÍTULO IX

ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS

ART. 69.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 70.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental – Línea Base, para la construcción de ductos (oleoductos principales y secundarios, gasoductos y poliductos, estaciones de bombeo) e instalaciones para el almacenamiento de petróleo y sus derivados. Además de lo establecido en el artículo 41 de este Reglamento, deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

1) Localización, diseño conceptual, trazado, construcción, derechos de vía y habilitación de la superficie para construcción de ductos, estaciones y terminales de almacenamiento y otras instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo y/o sus derivados y afines.

2) Fuentes de materiales, así como tratamiento y disposición de desechos.

3) Trazado y construcción de líneas de flujo y troncales.

4) Construcción y montaje de equipos.

4.1) Infraestructura, almacenamiento, transporte y comercialización.

5) Captación y vertimiento de agua.

6) Análisis de alternativas.

ART. 71.– Tanques de almacenamiento.– Para los tanques de almacenamiento del petróleo y sus derivados, además de lo establecido en el artículo 25, se deberán observar las siguientes disposiciones:

a) Tanques verticales API y tanque subterráneos UL:

a.1) El área para tanques verticales API deberá estar provista de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula ubicada en el exterior del recinto,

que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o hidrocarburos que se derramen en una emergencia, y deberá estar conectado a un sistema de tanques separadores.

a.2) Entre cada grupo de tanques verticales API deberá existir una separación mínima igual al $\frac{1}{4}$ de la suma de sus diámetros, a fin de guardar la debida seguridad.

a.3) Los tanques de almacenamiento deberán contar con un sistema de detección de fugas para prevenir la contaminación del subsuelo. Se realizarán inspecciones periódicas a los tanques de almacenamiento, construcción de diques y cubetos de contención para prevenir y controlar fugas del producto y evitar la contaminación del subsuelo, observando normas API o equivalentes.

a.4) Las tuberías enterradas deberán estar debidamente protegidas para evitar la corrosión, y a por lo menos 0.50 metros de distancia de las canalizaciones de aguas servidas, sistemas de energía eléctrica y teléfonos.

a.5) Cada tanque estará dotado de una tubería de ventilación que se colocará preferentemente en área abierta para evitar la concentración o acumulación de vapores y la contaminación del aire;

b) Recipientes a presión para GLP:

b.1) Las esferas y los tanques horizontales de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP) deberán estar fijos sobre bases de hormigón y mampostería sólida, capaces de resistir el peso del tanque lleno de agua, a fin de garantizar su estabilidad y seguridad y así evitar cualquier accidente que pudiera causar contaminación al ambiente.

b.2) Todas las operaciones de mantenimiento que se realicen en tanques de almacenamiento de combustibles y/o esferas de GLP, se ejecutarán bajo los condicionantes de las normas de seguridad del sistema PETROECUADOR, a fin de evitar cualquier derrame o fuga que pudiera afectar al ambiente;

c) Transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera

c.1) El transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera, a través de buques tanques, se realizará sujetándose a lo establecido por la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral, como autoridad marítima nacional responsable de la prevención y control de la contaminación de las costas y aguas nacionales.

c.2) Semestralmente durante los meses de junio y diciembre, la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral presentará a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe de las medidas ambientales aplicadas durante las actividades de transporte para el respectivo control y seguimiento; y,

d) Disposiciones generales para todo tipo de instalaciones:

d.1) Mantener las áreas de las instalaciones industriales vegetadas con mantenimiento periódico para controlar escorrentías y la consecuente erosión.

d.2) Se presentará anualmente un informe de inspección y mantenimiento de los tanques de almacenamiento a la Subsecretaría de Protección Ambiental, así como sobre la operatividad del Plan de Contingencias incluyendo un registro de entrenamientos y simulacros realizados con una evaluación de los mismos.

ART. 72.- Instalación y reutilización de tanques:

1.- Instalación.- Los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles que vayan enterrados, cumplirán las siguientes disposiciones:

a) Se debe proporcionar un claro mínimo de 50 centímetros, relleno con arena inerte a la corrosión, entre las paredes y tapas del tanque y la excavación;

b) La excavación, en donde se debe depositar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte bajo el tanque, debe ser lo suficientemente profunda, independiente de que se instalen o no elementos de concreto para su anclaje;

c) Se debe proporcionar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte entre tanque y tanque, cuando éstos sean colocados dentro de una misma excavación;

d) La profundidad de instalación de los tanques puede variar, dependiendo de si existe o no tráfico sobre éstos, así:

En áreas que no están sujetas a tráfico, la profundidad no debe ser menor a 90 centímetros.

En áreas sujetas a tráfico regular, la profundidad no debe ser menor a 125 centímetros.

En ambos casos, la profundidad estará medida a partir del lomo del tanque hasta el nivel del piso terminado, incluyendo el espesor de la losa de concreto armado del propio piso;

e) En caso de que el nivel freático se encuentre cerca de la superficie del terreno, se deben fijar los tanques de almacenamiento mediante cables de acero sujetos a anclas de concreto, las cuales deben ser construidas a todo lo largo del tanque, garantizando mediante el cálculo respectivo la estabilidad de la instalación (no flotación) de los tanques de almacenamiento;

f) Un tanque enterrado nunca debe ser instalado directamente sobre elementos rígidos de concreto o de cualquier otro material;

g) Cuando el tanque sea bajado o movido dentro de la excavación, deben evitarse impactos entre el tanque y cualquier otro elemento;

h) Cuando se instale más de un tanque de almacenamiento, se debe colocar arena inerte a la corrosión alrededor de cada tanque para prevenir movimientos;

i) Cuando la resistencia del terreno presenta las características de un suelo inestable, de acuerdo al estudio previo de mecánica de suelos, se deben proteger los tanques de almacenamiento del empuje directo del terreno, mediante técnicas de construcción adecuadas que garanticen impermeabilidad y resistencia al ataque de los hidrocarburos;

j) Tanto la excavación como otras construcciones en donde se coloquen los tanques, deben rellenarse totalmente con arena inerte, una vez instalados y probados éstos, con el objeto de no dejar ningún espacio libre donde puedan almacenarse vapores de hidrocarburos;

k) Conforme a las prácticas recomendadas para estaciones de servicio por el API 1615 o el API 653 y API 2610, es obligatoria la instalación de dispositivos para prevenir la contaminación del subsuelo, cuando se presente alguna fuga o derrame de producto de los tanques de almacenamiento; y,

l) En todos los tanques, tanto subterráneos como sobre superficie, se deberán instalar dispositivos que permitan detectar inmediatamente fugas de producto para controlar problemas de contaminación.

2.- Reutilización.- Los tanques para poder ser usados nuevamente, deben ser verificados en su integridad física, chequeados los espesores de cuerpo y tapas, el estado de los cordones de soldadura, de las placas de desgaste; ajustándose a los estándares de fabricación de UL 58. Luego deben ser sometidos a las pruebas de hermeticidad establecidas en la norma NFPA-30 y UL-58 o equivalentes; deben ser limpiados de cualquier recubrimiento anterior y ser recubiertos con fibra de vidrio o similar para formar el doble contenimiento, de acuerdo a la norma UL-1746 o equivalente.

Todas las verificaciones de integridad física anteriormente mencionadas deberán ser certificadas por una firma de reconocido prestigio nacional y/o internacional, especializada en inspección técnica.

ART. 73.- Construcción de ductos.- Para la construcción de oleoductos, poliductos y gasoductos se deberán observar las siguientes disposiciones:

1) Trazado:

1.1) Previo a la construcción y operación de ductos, poliductos y gasoductos se deberán considerar las características del terreno por donde va a atravesar, cruces de los cuerpos de agua, el uso de la tierra,

relieve del terreno; a fin de prevenir y/o minimizar el impacto en el ambiente, y asegurar la integridad de las mismas.

1.2) Los ductos submarinos se construirán enterrados en el lecho marino a fin de minimizar el riesgo de daños y la consecuente contaminación ambiental.

1.3) Para la definición de la ruta de los ductos, se deberán evitar en lo posible áreas geológicamente inestables.

1.4) El trazado y derecho de vía de un ducto y las rutas de acceso a instalaciones y campamentos deben ser ubicados de manera que minimicen impactos a los cuerpos de agua en general.

1.5) En la definición de rutas se procurará el desbroce mínimo requerido y se evitará afectar los sitios puntuales de interés ecológico, arqueológico y étnico.

2) Desbroce:

2.1) El ancho del desbroce en la ruta del ducto no será mayor de 10 metros en promedio, a nivel de rasante, el mismo que dependerá de la topografía y tipo de terreno a atravesar a lo largo del trazado, y en caso de que sea adyacente a la vía, su ancho máximo será de 6 metros a partir del borde de la obra básica, salvo en el caso de que se construya más de una línea (incluyendo cables de transmisión de energía o señales, y ductos de transporte de fluidos) y no sea técnicamente factible enterrarlas en la misma zanja.

2.2) Se minimizará la afectación en zonas de bosque primario y tierras dedicadas a la agricultura, o que sean drenadas o irrigadas intensivamente. En caso de producirse afectación a las tierras comunitarias o de pueblos indios, o propiedad de personas naturales o jurídicas, se liquidarán y pagarán las indemnizaciones del caso, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y tomando como referencia las tablas oficiales disponibles.

2.3) Para el trazado de ductos, el desbroce de senderos será exclusivamente manual; el ancho máximo para las mismas será de 1.20 metros. El material proveniente del desbroce y limpieza del terreno será adecuadamente reincorporado a la capa vegetal. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.

2.4) Durante el desbroce se deberán evitar áreas con vegetación poco común o de especies en peligro de extinción.

2.5) Se evitarán, en lo posible, zonas pobladas, áreas ambientales sensitivas, tales como saladeros, lagunas, zonas temporalmente inundadas así como humedales, lugares de reproducción de fauna y sitios arqueológicos.

2.6) En el Patrimonio Nacional de Areas Naturales, el tendido de oleoductos se realizará sin abrir carreteras.

3) Ensayos hidrostáticos:

3.1) Durante los ensayos se deberá asegurar que el caudal de llenado del ducto desde fuentes superficiales no interfiera con los usos aguas abajo.

3.2) El desagüe de las tuberías debe hacerse a una velocidad no mayor que la velocidad de toma de la fuente. Un disipador de energía debe ser instalado para minimizar la erosión durante la descarga.

3.3) Las aguas provenientes de las pruebas hidrostáticas previa descarga deberán cumplir con los límites establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

4) Restauración:

4.1) La operadora deberá identificar y restaurar las áreas afectadas durante la construcción del ducto.

4.2) En el caso de contingencias de cualquier índole la operadora deberá garantizar que dentro de un término de tiempo razonable, el derecho de vía será rehabilitado a fin de mitigar el impacto.

4.3) Se deberá actualizar permanentemente el Plan de Contingencia, a fin de evitar que el escurrimiento de lodos y/o crudo y derivados, en caso de derrames, pueda alcanzar cuerpos de agua.

5) Construcción:

5.1) La operadora y/o contratista deberán capacitar y entrenar al personal en procedimientos ambientales, el conocimiento y comportamiento de las áreas ecológica y culturalmente sensibles y el uso del criterio ambiental tanto para la construcción, como en la operación y/o mantenimiento de las líneas, a fin de evitar y/o minimizar el impacto.

5.2) Durante las etapas de despeje y desbroce para el derecho de vía, deberán usarse técnicas adecuadas, a fin de minimizar el impacto visual y adoptar medidas de restauración que permitan obtener condiciones ambientales aceptables.

5.3) En zonas pobladas y cruces de vías, la operadora y/o contratista deberán colocar señalización de aviso al público que incluya el nombre de la compañía operadora, profundidad a la que se encuentra la tubería enterrada y el número telefónico de la dependencia competente en caso de producirse cualquier emergencia.

5.4) Tratar y disponer todos los desechos generados durante la construcción de manera que no produzcan un impacto adverso en el ambiente, y de acuerdo a lo especificado en el Plan de Manejo de Desechos propuestos en el PMA por parte de la constructora.

5.5) Los tanques utilizados para el aprovisionamiento de combustibles durante la construcción de los oleoductos, poliductos y gasoductos, deberán cumplir con las normas generalmente aceptadas por la industria petrolera a efectos de prevenir la ocurrencia de derrames o contingencias de cualquier índole.

5.6) Los oleoductos y poliductos deberán ser enterrados a excepción de los tramos que técnicamente no lo permitan, en cuyo caso se presentarán los justificativos técnicos y económicos en el Estudio Ambiental.

5.7) En los cruces de ríos, la línea deberá ir enterrada bajo el lecho cuando el caso técnicamente lo amerite.

5.8) Si los ductos atraviesan núcleos poblados, se instalarán válvulas de cierre en cada uno de los extremos, así como en cualquier sitio que lo amerite, de acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental.

5.9) Para el ejercicio del derecho de vía, se deberá mantener el área libre de desechos y tendrá que ser revegetada con técnicas que permitan el fácil acceso para mantenimiento del ducto en casos de emergencia.

5.10) Los ductos en general deberán contar con una adecuada protección externa e interna, que permita prevenir derrames ocasionados por alta presión, alta temperatura, corrosión, obsolescencia u otros factores de riesgo, de acuerdo con normas aceptadas en la industria petrolera.

5.11) Toda tubería enterrada deberá estar protegida en los cruces de carreteras y caminos de conformidad con normas API o equivalentes.

5.12) Las vibraciones resultantes de las faenas de construcción y operación de las instalaciones relacionadas con los ductos que transportan hidrocarburos y/o sus derivados deben ser controladas de manera que no se afecte a la salud de los trabajadores, pobladores, ni al ecosistema circundante.

5.13) Finalizada la construcción, todo equipo e instalación de superficie serán desmantelados y removidos, y el área deberá ser recuperada, de acuerdo al Plan de Manejo Ambiental.

6) Transporte en autotanques y buque tanques

Los vehículos y buques transportadores de combustibles líquidos y gaseosos derivados del petróleo deberán reunir los siguientes requisitos mínimos:

6.1) Deberán contar con el equipo para control contra incendios y/o cualquier emergencia.

6.2) Los tanques, las tuberías, las válvulas y las mangueras deberán mantenerse en adecuado estado, a fin de evitar daños que podrían ocasionar cualquier tipo de contaminación tanto en tierra como en mar.

6.3) El transporte de combustibles, tanto terrestre como marítimo, se deberá realizar sujetándose a las respectivas Leyes y Normas de Seguridad Industrial y protección ambiental vigentes en el país.

6.4) Las empresas responsables de este tipo de transporte deberán instruir y capacitar al personal sobre las medidas de Seguridad Industrial y de conservación y protección ambiental, a fin que se apliquen las mismas en el desempeño y ejecución de su trabajo.

CAPÍTULO X

COMERCIALIZACIÓN Y VENTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PRODUCIDOS EN EL PAÍS E

IMPORTADOS

ART. 74.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 75.– Estudios Ambientales.– Se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambiental – Línea Base, tanto para la construcción como para la remodelación de Centros de Distribución, sea estación de servicio, depósito naviero nacional, depósito naviero internacional, depósito pesquero, o depósito aéreo, plantas envasadoras de GLP, terminales de almacenamiento de productos limpios. La guía metodológica del artículo 41 se aplicará en un detalle justificado en función de la magnitud y ubicación del proyecto, conforme a los Términos de Referencia aprobados, y se deberá presentarse la siguiente descripción específica de las actividades del proyecto para esta fase:

Descripción del Proyecto:

1) Localización, diseño conceptual y habilitación de la superficie para construcción o remodelación de Centros de Distribución, sea estación de servicio, depósito naviero nacional, depósito naviero internacional, depósito pesquero o depósito aéreo, plantas envasadoras de GLP, terminales de almacenamiento de productos limpios.

2) En caso de remodelación de centros de distribución, diagnóstico de posible contaminación de suelos y aguas subterráneas (muestreos, análisis, localización exacta, etc.).

3) Materiales de construcción a utilizarse.

4) Instalación y montaje de equipos.

4.1) Infraestructura, almacenamiento para la comercialización.

4.2) Evaluación del sistema de manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos.

5) Análisis de alternativas.

6) Adjuntar en anexos además: documento de calificación del terreno emitido por la DNH.

El Diagnóstico Ambiental – Línea Base para la remodelación de Centros de Distribución incluirá una caracterización de los suelos y aguas subterráneas, y en caso de haberse detectado contaminación del ambiente, se especificarán en el Plan de Rehabilitación de Áreas Afectadas del Plan de Manejo Ambiental el tratamiento y tecnología de remediación a aplicarse para subsanar los problemas.

El requisito establecido en el artículo 37 de este Reglamento se aplicará a los Estudios Ambientales para instalaciones nuevas.

ART. 76.– Tanques en Estaciones de Servicio:

a) Instalaciones nuevas.-

Previo al otorgamiento de permisos para la construcción y el funcionamiento de Centros de Distribución conforme a las definiciones del artículo anterior, la Dirección Nacional de Hidrocarburos deberá contar con el informe técnico ambiental favorable y la aprobación del respectivo Estudio Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

a.1) Los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, para instalación subterránea, con doble pared, provistos de un sistema de monitoreo intersticial de fugas, fabricados bajo estándares UL 58 y UL 1746.

En el caso que sean tanques sobre superficie deberán fabricarse bajo UL 142 y contar además con un sistema retardante de fuego que proteja al tanque de una eventual ignición, por al menos dos horas continuas, o de un sistema de inertización del aire para evitar el fuego, o con un sistema automático de extinción de fuego o algún otro sistema que impida que el tanque corra algún riesgo de incendio.

a.2) El diseño, fabricación y montaje se lo realizará de acuerdo a las mejores prácticas de la ingeniería, dando cumplimiento estricto de los códigos y normas aplicables tanto nacionales como de ASTM, API, ASME, NFPA, UL, ANSI y EPA o equivalentes.

a.3) Los tanques deberán ser cilíndricos para instalación horizontal, fabricados con planchas de acero al carbón de conformidad con el código correspondiente y recubiertas exteriormente con fibra de vidrio o similar, los cuales deberán tener un certificado de calidad otorgado por el fabricante.

a.4) Todos los tanques deberán ser probados in situ hidrostáticamente con agua limpia para verificar su hermeticidad previo a su utilización.

a.5) Las válvulas deben ser apropiadas para uso con productos refinados de petróleo con una presión de trabajo correspondiente al ANSI No. 150.

a.6) Las líneas de venteo serán de 2 pulgadas de diámetro, cuya boca de descarga deberá estar a una altura no menos de 4 metros sobre el nivel de piso, y estará provisto de una campana de venteo para evitar el ingreso de aguas lluvias al tanque de almacenamiento.

a.7) En los surtidores que funcionan con bomba sumergible, deberá instalarse una válvula de emergencia, la cual deberá cerrarse automáticamente en el caso de que el surtidor sufra un golpe o volcamiento.

a.8) El trasiego de los líquidos inflamables desde los camiones cisternas o los depósitos subterráneos se efectuará por medio de mangueras con conexiones de ajuste hermético que no sean afectadas por tales líquidos y que no produzcan chispas por roce o golpe.

a.9) Los aspectos relativos a instalaciones sanitarias, de seguridad industrial y protección ambiental estarán de acuerdo a las Ordenanzas Municipales vigentes y demás regulaciones afines del Ministerio de Energía y Minas.

a.10) Las dimensiones del tanque, diámetro interno y espesor de paredes deben estar determinadas por su capacidad y material de construcción, conforme a las normas vigentes y buenas prácticas de ingeniería. Es responsabilidad de la operadora de garantizar la estructura de la construcción de tal modo que no se produzcan accidentes que puedan perjudicar al ambiente.

La capacidad operativa del tanque no será menor que la capacidad nominal, y ni mayor que 110% de la capacidad nominal.

La longitud del tanque no será mayor que 6 veces su diámetro.

b) Estaciones de Servicio en remodelación.-

b.1) Para Estaciones de Servicio en remodelación se requiere un certificado de la situación actual de los tanques de almacenamiento de combustible, de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del artículo 72, emitido por empresas que hayan sido calificadas y/o debidamente autorizadas ante el organismo competente.

b.2) La remodelación de Estaciones de Servicio culminará en los mismos estándares exigidos en el punto a) de este artículo, y demás disposiciones regulatorias aplicables.

ART. 77.- Manejo de desechos.- Además de lo establecido en los artículos 28, 29, 30 y 31 de este Reglamento, la comercialización de combustibles, lubricantes y afines a los diferentes sectores de consumo deberá cumplir con lo siguiente:

Si se trata de Centros de Distribución en los cuales además del expendio de combustible se expenden lubricantes y se dan servicios de lubricación, cambio de aceites de motor, lavado y engrasado de vehículos automotores, de conformidad con el Plan de Manejo Ambiental deberán contar obligatoriamente con un equipo instalado para la recirculación de agua y la recolección y recuperación de hidrocarburos: combustibles, grasas, aceites, etc. La instalación de trampas de aceites y grasas en puntos estratégicos es obligatoria. Estos establecimientos deberán llevar bajo su responsabilidad un registro mensual de los volúmenes de combustible, grasas y aceites recuperados y de su disposición final.

ART. 78.– Normas de seguridad.– En la comercialización de derivados de petróleo y afines se observarán, además de lo establecido en los artículos 26 y 27, las siguientes disposiciones de seguridad:

a) Está prohibido el suministro de combustibles a los vehículos de servicio público que estén ocupados por pasajeros y a vehículos con el motor encendido;

b) La carga y descarga de tanqueros se realizará de tal manera que no obstaculice el tráfico vehicular y peatonal, debido al peligro que representa esta operación;

c) En las estaciones de servicio no será permitido fumar ni hacer fuego, ni arrojar desperdicios; y deberá contarse con la señalización correspondiente;

d) Todas las tuberías de despacho y ventilación estarán instaladas de manera que queden protegidas contra desperdicios y accidentes. Donde estén enterradas, las tuberías irán a una profundidad mínima de 40 centímetros bajo el pavimento a superficie del terreno y deberán ser debidamente protegidas exteriormente contra la corrosión a fin de evitar fugas o derrames que pudieran causar daños al ambiente;

e) Junto a las bocas de descarga se instalará una toma a tierra, a la cual será conectado el autotankero previo al trasvase del combustible, para eliminar la transmisión de la energía estática;

f) Los surtidores de combustibles deberán estar ubicados de tal modo que permitan el fácil acceso y la rápida evacuación en casos de emergencia;

g) Alrededor de la periferia de las instalaciones, se deberá implementar un programa de ornamentación, a través de forestación o arborización, a fin de dotar al lugar de buena calidad de aire y paisajística; y,

h) Todo centro de expendio de lubricantes, estaciones de servicio, lavadoras y lubricadoras, plantas envasadoras y centro de distribución de gas licuado de petróleo y demás centros de distribución destinados a la comercialización de derivados deberán cumplir con los siguientes requisitos:

h.1) Todas las estaciones de almacenamiento de hidrocarburos y/o derivados deberán registrar ante la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) una fotocopia, certificada por el fabricante, de la placa de identificación de los tanques. La placa de identificación de los tanques debe tener al menos la siguiente información: empresa fabricante, estándar de fabricación o norma de fabricación, años de fabricación, capacidad, número de identificación del tanque.

h.2) En todas las estaciones de servicio y gasolineras se observará que los tanques cumplan con las especificaciones técnicas requeridas, y que a más de la seguridad garanticen un mínimo riesgo de daño al ambiente. En caso de expendir combustibles en tambores, canecas u otros envases, éstos deberán ser herméticos y guardar las seguridades correspondientes.

ART. 79.– Normas de manejo.– Las compañías productoras o comercializadoras de grasas y aceite s lubricantes domiciliadas en el país incorporarán obligatoriamente al envase de su producto además de las normas técnicas y tiempo de vida útil del producto, las normas que deben observarse en su manejo, así como las condiciones mínimas a cumplirse para una disposición final ambientalmente limpia de los desechos que se produzcan en su manejo.

El seguimiento al cumplimiento de tales normas por parte de los centros de distribución o de servicios es responsabilidad de las compañías productoras o comercializadoras que suministran las grasas y aceites lubricantes, las que reportarán trimestralmente a la Dirección Nacional de Protección Ambiental el volumen de grasas y aceites lubricantes vendidos, así como también la identificación de los establecimientos o personas naturales o jurídicas a los que por incumplimiento de las normas de manejo y disposición se les haya retirado la distribución o suministro.

ART. 80.– Aditivos.– Las comercializadoras de derivados de petróleo informarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental de la composición química de aditivos que van a incorporar a los combustibles a comercializarse

ART. 81.– Responsabilidad de la comercializadora.– Las compañías productoras y/o comercializadoras y sus distribuidores, personas naturales o jurídicas relacionadas con estas actividades, en todas las fases deberán cumplir sus actividades observando las normas legales y reglamentarias de protección ambiental y convenios internacionales ratificados por el Ecuador. Para tal efecto y a fin de dar seguimiento al cumplimiento de sus obligaciones ambientales, en el marco contractual que establezcan con PETROECUADOR y con sus distribuidores y/o mayoristas deberán constar las respectivas cláusulas correspondientes a la protección ambiental, y las compañías productoras y/o comercializadoras serán responsables del seguimiento al cumplimiento de dichas obligaciones ambientales. Anualmente, las compañías comercializadoras y/o productoras presentarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe sobre el seguimiento ambiental a sus distribuidores y/o mayoristas y demás actividades realizadas en los aspectos de protección ambiental.

De todas maneras, las comercializadoras deberán precautelar cualquier afectación al medio ambiente. La inobservancia de estas disposiciones por parte de sus distribuidores, personas naturales o jurídicas relacionadas con estas actividades, serán de su exclusiva responsabilidad.

ART. 82.– Registros sobre grasas y aceites lubricantes.– Todo establecimiento, centros de distribución o estación de servicio que expende grasas, aceites, lubricantes y prestan servicios de lubricación como cambio de aceite de motor, lavado y engrasado de automotores deberá llevar un registro de sus proveedores, de las cantidades de grasas y aceites lubricantes que maneja y de la disposición final que hace de los desechos. Esta información la reportará trimestralmente a la

Dirección Nacional de Protección Ambiental.

CAPÍTULO XI

OBRAS CIVILES

ART. 83.– Disposiciones generales.– Se observarán todas las disposiciones generales establecidas en el Capítulo IV de este Reglamento en cuanto sean pertinentes.

ART. 84.– Estudios Ambientales.– Los sujetos de control, para la construcción de obras civiles, locaciones de pozos, centros de distribución, construcción y/o ampliación de refinerías, plantas de gas, terminales de almacenamiento, plantas envasadoras de gas, estaciones de servicio y demás instalaciones de la industria hidrocarburífera deberán presentar para el análisis, evaluación y aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, los Estudios Ambientales que deberán estar incluidos en la fase correspondiente.

ART. 85.– Normas operativas.– En la ejecución de obras civiles deberá cumplirse con las siguientes disposiciones:

a) Construcción de vías:

a.1) El desbroce para apertura de senderos será exclusivamente manual. El material proveniente del desbroce y limpieza del terreno será técnicamente procesado y reincorporado a la capa vegetal mediante tecnologías actuales disponibles en el país. La vegetación cortada en ningún caso será depositada en drenajes naturales.

a.2) El ancho total del desbroce y desbosque será de máximo 20 metros; si amerita un desbroce mayor de 20 metros, se justificará técnicamente ante la Subsecretaría de Protección Ambiental.

a.3) Los árboles cortados correspondientes al dosel y subdosel, se colocarán en los bordes del trazado para utilización posterior. El material vegetal remanente será reincorporado a la capa vegetal.

Los Estudios Ambientales para el trazado de vías deberán identificar y contemplar la conservación de especies forestales de características o dimensiones excepcionales; o especies en peligro, endémicas o raras.

a.4) Excavación, corte y relleno.

a.4.1) El trazado de la vía deberá realizarse con pendientes que minimicen el impacto ambiental. Los taludes deberán ser tratados y revegetados de tal manera que se eviten los deslizamientos y la erosión.

a.4.2) El ancho de la obra básica no será mayor de 10 metros, incluyendo cunetas; el ancho de la calzada no será mayor de 5 metros. Cada 500 metros se tendrá un sobreecho 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 sobreechos podrán ubicarse a menor distancia.

a.4.3) El material utilizado para el refuerzo del área de rodadura podrá ser sintético; para la conformación y compactación de la sub-base se utilizará arena y grava. Adicionalmente, en las áreas de trabajo, se permitirá utilizar el material resultante del desbroce de la vía.

a.4.4) Para la construcción de estructuras menores como alcantarillas para cruces de agua y agua lluvia, cunetas laterales a lo largo de toda la vía, 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 la vía y precautelar las condiciones ambientales.

a.5) Durante la ejecución de obras civiles, incluyendo la construcción de puentes, se deberán minimizar los efectos de construcción sobre el ambiente, manteniendo la estabilidad y compactación adecuada de las vías a fin de evitar el deterioro de la calidad del aire por emisión de material particulado.

a.6) Se mantendrán puentes de dosel forestal cuando sea factible, así como estructuras que permitan la continuidad de corredores naturales.

a.7) Al realizar la remoción de la capa orgánica, ésta deberá ser almacenada, sin compactar, para usos posteriores en planes de revegetación.

a.8) Se deberá minimizar la remoción de la vegetación, preservando las áreas verdes donde no se modifique la topografía. La reposición de la vegetación deberá ser contemplada en el Plan de Reforestación con especies nativas del lugar.

a.9) Cuando una mina de arena o grava esté bajo control de la operadora, deberá formularse un plan de explotación, como parte del Plan de Manejo Ambiental.

a.10) El reconocimiento del trayecto se realizará sobre la base de la selección de la mejor alternativa técnica, económica y ambiental.

a.11) Para el mantenimiento de la capa de rodadura, se podrán utilizar subproductos de crudo, tratados de tal manera que sea una mezcla bituminosa estable y compatibles con la protección del medio ambiente, previa autorización de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Se prohíbe regar petróleo en la superficie de las carreteras y vías de acceso, para así evitar la contaminación.

b) Alcantarillas.

b.1) Se deberán colocar alcantarillas con dimensiones, resistencias, capacidades y pendientes apropiadas para evitar efectos adversos al ambiente.

b.2) Periódicamente se deberá realizarse el mantenimiento a las alcantarillas, incluyendo limpieza de sedimentos y material vegetal, que pudiera causar represamientos.

b.3) Controlar la erosión a la entrada y salida de las alcantarillas, mediante la construcción de estructuras apropiadas.

b.4) 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.

c) Cunetas:

c.1) Las cunetas serán construidas con pendiente que facilite la circulación y evacuación del agua lluvia.

c.2) Realizar periódicamente su limpieza y mantenimiento a fin de evitar su deterioro y controlar la libre circulación del agua lluvia.

d) Taludes:

d.1) En las zonas donde los cortes son menores, los taludes se construirán con mayor pendiente, y, en cortes mayores con menor pendiente, utilizando sistemas de terrazas para evitar el deslizamiento del suelo y favorecer la revegetación posterior.

d.2) 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 la operadora.

d.3) 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.

e) Señalización.

Todas las vías deberán ser señalizadas con sujeción a las leyes de tránsito vigentes en el Ecuador y demás reglamentos adoptados por cada compañía.

f) Abandono.

Cuando finalice la necesidad del uso de vías en proyectos en ejecución dentro del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales, Bosques y Vegetación Protectores así como manglares, se deberán retirar puentes en cruces de cuerpos de agua, e inhabilitar las vías, revegetando con especies nativas del lugar, mantener barreras de control por un período adicional de 2 años y fijar avisos de prohibición de usar la vía, de acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas. Si se presentaren situaciones especiales, deberá comunicarse el particular a la Subsecretaría de Protección Ambiental de conformidad con lo dispuesto en el literal d.1), numeral 1.2 del artículo 52 de este Reglamento.

g) Cruces fluviales importantes.

El sitio elegido para los cruces fluviales deberá evitar saladeros y tener en cuenta la morfología fluvial, cuidando el ángulo de cruce para evitar estrechamiento del cauce por la colocación de columnas o estribos dentro de la corriente.

h) Infraestructura de campamentos.

h.1) El área máxima de deforestación, limpieza y movimiento de tierras deberá estar planificada en función del número de usuarios y servicios.

h.2) En el caso de campamentos temporales, se procurará que sean portátiles y modulares, a fin de utilizar el espacio mínimo necesario; se utilizará la madera resultante del desbroce del área del campamento, material sintético y reutilizable. En zonas habitadas se utilizará en lo posible infraestructura existente.

i) Estaciones de servicio, plantas envasadoras de gas y otros centros de almacenamiento y distribución de derivados de hidrocarburos:

i.1) Durante la implantación de estaciones de servicio, plantas envasadoras de gas y otros centros de almacenamiento y distribución, se deberá contemplar obligatoriamente la construcción y/o instalación de canales perimetrales, trampas de grasas y aceites, sistemas cerrados de recirculación de agua y retención y demás infraestructura que minimice los riesgos y daños ambientales.

i.2) Los tanques de combustible y su manejo deberán cumplir con lo establecido en los artículos 25, 72 y 76 de este Reglamento.

CAPÍTULO XII

LÍMITES PERMISIBLES

ART. 86.– Parámetros.– Los sujetos de control y sus operadoras y afines en la ejecución de sus operaciones, para descargas líquidas, emisiones a la atmósfera y disposición de los desechos sólidos en el ambiente, cumplirán con los límites permisibles que constan en los Anexos No. 1, 2 y 3 de este Reglamento, los cuales constituyen el programa mínimo para el monitoreo ambiental interno y se reportarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme la periodicidad establecida en el artículo 12 de este Reglamento.

En caso de exceder un límite permisible establecido en los anexos, se debe reportar inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental y justificar las acciones correctivas tomadas.

a) Anexo 1: Parámetros técnicos.

a.1) Tabla No. 1: Límites máximos permisibles de ruido.

a.2) Tabla No. 2: Distancias mínimas permitidas para puntos de disparo, explosivos o no explosivos.

b) Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental.

b.1) Tabla No. 3: Valores máximos referenciales para emisiones a la atmósfera.

b.2) Tabla No. 4: Límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas);

4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

b.3) Tabla No. 5: Límites permisibles para descargas de aguas negras y grises.

b.4) Tabla No. 6: Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarburífera, incluidas las estaciones de servicios.

b.5) Tabla No. 7: Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie.

b.6) Tabla No. 8: Clasificación de desechos procedentes de todas las fases de explotación, producción, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización de la industria hidrocarburífera.

c) Anexo 3: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental profundizado.

c.1) Parámetros a determinarse en la caracterización de aguas superficiales en Estudios de Línea Base – Diagnóstico Ambiental.

c.2) Parámetros adicionales y límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

c.3) Parámetros recomendados y valores referenciales para aguas en piscinas remediadas destinadas al uso para piscicultura.

ART. 87.– Parámetros adicionales.– Para todos los demás parámetros que no se establecen en este Reglamento para el monitoreo ambiental permanente, se aplicarán los parámetros y límites permisibles que constan en las Tablas No. 9 y 10 del Anexo 3 de este Reglamento. Una caracterización físico-química completa de aguas, emisiones y suelos será obligatoria para:

a) El Diagnóstico Ambiental – Línea Base de los Estudios Ambientales;

b) Dentro del monitoreo ambiental interno cada seis meses, excepto para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y transporte de hidrocarburos, para las cuales se deberá realizar cada dos años; y

c) En todos los casos en que uno o varios parámetros del monitoreo ambiental establecido en este Reglamento se encuentren fuera de los límites o rangos permitidos.

En estos casos, los resultados y las acciones correctivas adoptadas se reportarán inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental, adicionalmente a los informes periódicos de los monitoreos.

La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental podrá requerir muestreos y análisis de parámetros adicionales en cualquier momento que los estime necesarios en base del Control y Seguimiento Ambiental que efectúa a las operaciones hidrocarburíferas.

CAPÍTULO XIII

VIGILANCIA Y MONITOREO AMBIENTAL

ART. 88.– Mecanismos de vigilancia y monitoreo ambiental.– Con la finalidad de vigilar que en el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas no se afecte al equilibrio ecológico y a la organización económica, social y cultural de las poblaciones, comunidades campesinas e indígenas asentadas en las zonas de influencia directa de tales actividades, la Subsecretaría de Protección Ambiental definirá y coordinará los mecanismos de participación ciudadana en la vigilancia y el monitoreo de las actividades hidrocarburíferas.

ART. 89.– Espacios para la comunidad en el control y seguimiento.– En el trabajo de campo de control y seguimiento ambiental a las operaciones hidrocarburíferas que efectúa la Dirección Nacional de Protección Ambiental, se preverán espacios de vigilancia ciudadana a través de delegados de la comunidad que aportarán con sus observaciones y recomendaciones en muestreos y reuniones, las cuales serán evaluados y considerados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental para el desarrollo técnico del control y seguimiento.

CAPÍTULO XIV

DE LAS SANCIONES Y DENUNCIAS

ART. 90.– Multas y otras sanciones.– Las infracciones a la Ley de Hidrocarburos o a los Reglamentos en que incurran en materia socio-ambiental, durante las actividades hidrocarburíferas: los sujetos de control, que el Subsecretario de Protección Ambiental someta a conocimiento y resolución del Director Nacional de Hidrocarburos, serán sancionadas por éste de conformidad con el artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos, según la gravedad de la falta, además de la indemnización por los perjuicios o la reparación de los daños producidos.

Las subcontratistas, además de las sanciones a que hubiere lugar en aplicación de este Reglamento, podrán ser eliminadas del registro de calificación de empresas para provisión de obras y servicios. Para que el Director Nacional de Hidrocarburos proceda a la aplicación de sanciones requerirá únicamente que el Subsecretario de Protección Ambiental remita la correspondiente disposición escrita, junto con una copia del expediente en que se fundamenta. El Director Nacional de Hidrocarburos deberá dictar la sanción en el término de sesenta días de recibida dicha documentación, mediante procedimiento de requerimiento previo.

De las sanciones impuestas por el Director Nacional de Hidrocarburos se podrá apelar ante el Ministro de Energía y Minas. La Subsecretaría de Protección Ambiental podrá suspender la respectiva actividad temporalmente hasta que se repare la falta u omisión.

ART. 91.– Denuncias.– Se concede acción popular para denunciar ante la Subsecretaría de Protección Ambiental todo hecho que contravenga el presente Reglamento. Las denuncias presentadas a través del Ministerio del Ambiente se pondrán a conocimiento de la Subsecretaría de Protección Ambiental para su trámite consiguiente.

Presentada la denuncia y en base de la evaluación de los documentos que la sustentan, la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, de considerarlo necesario, dispondrá que la Dirección Nacional de Protección Ambiental de inmediato realice una inspección técnica del lugar en que se han producido los hechos denunciados o un examen especial, a fin de evaluar el impacto ambiental causado, y en el término de diez días a partir de dicha diligencia emitir el informe correspondiente debidamente fundamentado, cuya copia será remitido al denunciante.

El denunciado, en el término de quince días de notificado con la denuncia, presentará las pruebas de descargo ante la Subsecretaría de Protección Ambiental, y podrá iniciar las acciones legales a que hubiere lugar frente a denuncias no comprobadas e infundadas.

De considerar la Subsecretaría de Protección Ambiental la denuncia infundada ésta resolverá ordenar su archivo. En caso contrario, se procederá de acuerdo al artículo 90 de este Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.– Convalidación ambiental de operaciones hidrocarburíferas.– Los sujetos de control, dentro de los trescientos sesenta días siguientes a la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, deberán presentar, si no lo hubieren hecho, los Estudios Ambientales para todas las fases de la actividad hidrocarburífera, en caso contrario, la Subsecretaría de Protección Ambiental procederá conforme el artículo 90 de este Reglamento. En las planificaciones institucionales se contemplarán los presupuestos ambientales adecuados para todos los aspectos que se establecen en este Reglamento.

SEGUNDA.– Instalaciones en operación.– Los ductos e instalaciones para almacenamiento, así como los centros de distribución que se encuentren en operación sin contar con los Estudios y Planes Ambientales aprobados, dentro de los ciento ochenta días siguientes a la promulgación de este Reglamento deberán presentar el Plan de Manejo Ambiental respectivo sobre la base de un Diagnóstico Ambiental, de conformidad con lo dispuesto en los Capítulos IX y X de este Reglamento. Concluido dicho plazo, la Dirección Nacional de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas pondrá en conocimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el particular para que proceda a la suspensión temporal de las instalaciones que no cuenten con el respectivo Plan de Manejo Ambiental aprobado.

TERCERA.– Laboratorios ambientales calificados.– Mientras no existan laboratorios ambientales calificados por la Subsecretaría de Protección Ambiental para el sector hidrocarburífero, los interesados podrán recurrir a los servicios de aquellos que mejor satisfagan sus requerimientos.

CUARTA.– Monitoreo ambiental interno.– Los sujetos de control deberán presentar, hasta dentro de noventa días después de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, a la Dirección Nacional de Protección Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental la identificación de los puntos del monitoreo ambiental interno de emisiones a la atmósfera y descargas líquidas para todos sus proyectos e instalaciones en operación, conforme el artículo 12 y los Formatos No. 1 y 2 del Anexo 4 de este Reglamento, así como los programas y proyectos de monitoreo y/o remediación de suelos y piscinas, conforme el artículo 16 de este Reglamento, para su aprobación.

QUINTA.– Información cartográfica en formatos electrónicos.– El formato requerido y compatible con los archivos de la Subsecretaría de Protección Ambiental serán archivos con extensión *.apr. Únicamente para Estaciones de Servicio en áreas urbanas se pueden presentar archivos con extensión *.dgn o *.dgn. PETROECUADOR, sus filiales y contratistas o asociados deberán presentar, a pedido expreso de la Subsecretaría de Protección Ambiental, la información cartográfica disponible en formatos electrónicos de los últimos tres años anteriores a la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial.

SEXTA. – Metodología para Estudios Ambientales.– Después de un plazo de 90 días a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, todos los Estudios Ambientales deberán presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental conforme a los requisitos y la metodología establecidos en el mismo.

Los Estudios Ambientales en proceso de realización a la fecha de publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial se podrán presentar en la modalidad metodológica establecida en el Decreto Ejecutivo No. 2982, publicada en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995.

SEPTIMA. – Límites permisibles para emisiones a la atmósfera.– En base de los datos de monitoreo de emisiones atmosféricas sistematizados y evaluados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental, se revisarán los valores máximos referenciales establecidos en este Reglamento y se fijarán los límites permisibles correspondientes, de acuerdo a los diferentes tipos de fuentes de emisión, hasta dentro de dos años a partir de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial.

OCTAVA. – Monitoreo de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos y Compuestos Orgánicos Volátiles.– Los monitoreos de los parámetros Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAPs) y Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) en emisiones a la atmósfera se deberán iniciar hasta dentro de 12 meses a partir

de la publicación del presente Reglamento en el Registro Oficial, conforme a la frecuencia establecida para el monitoreo de emisiones a la atmósfera.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.— Expresamente el presente decreto deroga el Decreto Ejecutivo No. 675 del 15 de Abril de 1993, publicado en el Registro Oficial No. 174 del 22 de los mismos mes y año, el Decreto Ejecutivo No. 2982 publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995, y el Acuerdo Ministerial No. 195 publicado en el Registro Oficial No. 451 del 31 de Mayo de 1994.

Segunda.— De la ejecución del presente decreto que entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al señor Ministro de Energía y Minas.

Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a 2 de febrero del 2001.

f.) Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional de la República.

f.) Ing. Pablo Terán Ribadeneira, Ministro de Energía y Minas.

Es fiel copia del original.- Lo certifico:

f.) Marcelo Santos Vera, Secretario General de la Administración Pública. (Registro Oficial No. 265 / 13 de Febrero de 2001)

Anexo 1: Parámetros técnicos

Tabla 1: **Límites máximos permisibles de ruido.**
Duración diaria por horas Nivel de ruido (dBA)

16 80
8 85
4 90
2 95
1 100
1/2 105
1/4 110
1/8 115

Tabla 2: **Distancias mínimas permitidas para puntos de disparo, explosivos o no explosivos.**

No explosivo Explosivos

Distancia en metros (m)

Carga Distancia en metros (m)

1. Carreteras o acueductos enterrados
5 Todas 10
2. Mojones o líneas de comunicación enterradas
1 Todas 1
3. Oleoductos, gasoductos, pozos de agua, residencia, viviendas y estructuras de concreto
15 <2 kg
2 – 4 kg
4 – 6 kg
6 – 8 kg
8 – 10 kg
10 – 20 kg

20 – 40 kg
30
45
50
75
100
150
180
- 52 -

Gráfico 1: Formato para la presentación gráfica de toda la cartografía puesta a consideración de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Información requerida:

Signos convencionales: Todos los signos convencionales utilizados en el mapa en forma estándar con su respectiva simbología.

Nombre del mapa: Se refiere al tema con el cual se está desarrollando la información.

Fecha de ejecución: La fecha en la cual se ha realizado el tema o su actualización.

Escala: Referencia de la escala con la cual se ha realizado el proyecto.

Leyenda temática: Se debe incluir toda la leyenda con los aspectos que hacen referencia al tema tratado y la simbología utilizada.

Ubicación en el mapa del Ecuador: Representación gráfica del mapa del Ecuador y la localización gráfica del sitio analizado en dicho contexto.

Compañía o comercializadora: Nombre de la compañía petrolera o nombre de la comercializadora a la cual pertenece el proyecto.

Observaciones: Espacio destinado a llenar todos los datos técnicos que hacen referencia al proyecto como son:

✍

✍✍ Ministerio de Energía y Minas.

✍✍ Dirección Nacional de Protección Ambiental.

✍✍ Ubicación (provincia, cantón, parroquia, etc).

✍✍ Elaborado por. (Nombre del autor del proyecto)

✍✍ Sobre la base de: (formato satelital o cartografía de IGM)

✍✍ Referencia y fuentes de información.

✍✍ Denominación del archivo digital

NOMBRE DEL MAPA SIGNOS CONVENCIONALES

UBICACION EN EL MAPA DEL ECUADOR

ZONA No.:

COMPANIA O COMERCIALIZADORA

OBSERVACIONES

Gráfico 2: Construcción de helipuertos en Patrimonio Nacional de Areas Naturales.

Anexo 2: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental

Tabla 3: Valores máximos referenciales para emisiones a la atmósfera.

Parámetros y valores máximos referenciales que se deberán monitorear y controlar en los puntos de emisión. Estos valores representan un marco referencial para la fijación posterior de límites permisibles, por lo tanto se deberán considerar valores recomendados.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

?

???Semanalmente en refinerías (emisión total de la instalación);

???Mínimo trimestralmente en mecheros, calderos, generadores y otras fuentes de emisión, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;

???Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos.

Los puntos de muestreo se ubicarán en el punto de emisión (puertos de muestreo en chimeneas o en la salida del respectivo ducto). Se realizarán por lo menos dos lecturas a un intervalo de dos horas para la determinación de cada parámetro. Adicionalmente a los parámetros especificados en la tabla se reportarán los valores de oxígeno (% O₂) y temperatura para cada medición.

Parámetro Expresado en Unidad¹⁾ Valor máximo referencial

hasta 31.12.2002 a partir 1.1.2003

Material particulado MP mg/m³ 200 100

Oxidos de azufre SO₂ mg/m³ 2,000 1,000

Oxidos de nitrógeno

(NO_x)

NO₂ mg/m³ 500 460

Oxidos de carbono CO mg/m³ 350 180

Compuestos orgánicos

volátiles (COV)

C mg/m³ 70 35

Hidrocarburos aromáticos

policíclicos (HAPs)

C mg/m³ 0.01 0.01

¹⁾ Miligramos por metro cúbico seco de gas de salida a 25°C y 101.3 kpa (presión atmosférica) y 11% de oxígeno.

Tabla 4: Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.

4.a) límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

4.b) límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión).

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

??

???Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el periodo de perforación;

?

???Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;

?

???Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

a) EFLUENTE (punto de descarga)

Parámetro Expresado en Unidad Valor límite

permisible¹⁾

Promedio

anual²⁾

Destino de

descarga

Potencial hidrógeno pH --- 5<pH<9 5.0<pH<9.0 Todos

Conductividad eléctrica CE µS/cm <2500 <2000 Continente

Hidrocarburos totales TPH mg/l <20 <15 Continente

Hidrocarburos totales TPH mg/l <30 <20 Mar abierto

Demanda química de oxígeno DQO mg/l <120 <80 Continente

Demanda química de oxígeno DQO mg/l <350 <300 Mar abierto

Sólidos totales ST mg/l <1700 <1500 Todos

Bario Ba mg/l <5 <3 Todos

Cromo (total) Cr mg/l <0.5 <0.4 Todos

Plomo Pb mg/l <0.5 <0.4 Todos

Vanadio V mg/l <1 <0.8 Todos

Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos)³⁾

NH₄-N mg/l <20 <15 Todos

Fenoles ³⁾mg/l <0.15 <0.10 Todos

Sigue...

1) En cualquier momento

2) Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento

3) Parámetro exigido únicamente para refinerías dentro del programa de monitoreo ambiental interno rutinario

- 56 -

b) INMISIÓN (punto de control en el cuerpo receptor)

Parámetro Expresado en Unidad Valor límite

permisible¹⁾

Promedio

anual²⁾

Aplicación

Temperatura⁴⁾ °C +3°C General

Potencial hidrógeno⁵⁾ pH --- 6.0 <pH<8.0 6.0 <pH<8.0 General

Conductividad eléctrica⁶⁾ CE µS/cm <170 <120 Continente

Hidrocarburos totales TPH mg/l <0.5 <0.3 General

Demanda química de oxígeno⁷⁾ DQO mg/l <30 <20 General

Hidrocarburos aromáticos

policíclicos (HAPs)

C mg/l <0.0003 <0.0002 General

1) En cualquier momento

2) Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento

4) A una distancia o en un radio de 300 metros, comparado con un punto representativo en el cuerpo receptor aguas arriba a la entrada del efluente

5) De presentar el cuerpo receptor un pH natural menor a los límites establecidos, se pueden disminuir los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

6) De presentar el cuerpo receptor una conductividad eléctrica natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

7) De presentar el cuerpo receptor una DQO natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

Tabla 5: Límites permisibles para descargas de aguas negras y grises.

La periodicidad de los muestreos y análisis será por lo menos semanal, excepto para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos, para las cuales se deberá realizar semestralmente.

Parámetro Expresado en Unidad Valor límite permisible

Potencial hidrógeno pH --- 5 <pH<9

Demanda química de oxígeno DQO mg/l <80

Coliformes fecales Colonias Col/100 ml <1000

Cloro residual Cl₂ mg/l <2.0

En el caso de que no se llegase a cumplir con los parámetros establecidos, el tratamiento de

- aguas lluvias,

- aguas industriales

- aguas grises y negras

deberá realizarse por separado, salvo para los casos establecidos en el artículo 29, literal e, de este Reglamento.

Tabla 6: Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarburífera, incluidas las estaciones de servicios.

Los límites permisibles a aplicarse en un proyecto determinado dependen del uso posterior a darse al suelo remediado, el cual constará en el respectivo Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental.

De presentar los suelos naturales (no contaminados) del área concentraciones superiores a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores del respectivo parámetro hasta este nivel, siempre que se haya comprobado este fenómeno estadísticamente a través de un monitoreo de suelos no perturbados ni influenciados en el mismo área.

El monitoreo consistirá de una caracterización inicial del sitio y/o material a remediarse, un monitoreo de por lo menos un muestreo con los respectivos análisis cada seis meses, y una caracterización final una vez concluidos los trabajos. Dependiendo de la tecnología de remediación aplicada, la frecuencia del monitoreo será mayor, conforme al Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental

Parámetro Expresado en

Unidad¹⁾ Uso

agrícola²⁾

Uso

industrial³⁾

Ecosistemas

sensibles⁴⁾

Hidrocarburos totales TPH mg/kg <2500 <4000 <1000

Hidrocarburos aromáticos policíclicos

(HAPs)

C mg/kg <2 <5 <1

Cadmio Cd mg/kg <2 <10 <1

Níquel Ni mg/kg <50 <100 <40

Plomo Pb mg/kg <100 <500 <80

1) Expresado en base de sustancia seca (gravimétrico; 105°C, 24 horas).

2) Valores límites permisibles enfocados en la protección de suelos y cultivos.

3) Valores límites permisibles para sitios de uso industrial (construcciones, etc.).

4) Valores límites permisibles para la protección de ecosistemas sensibles tales como

Patrimonio Nacional de Áreas Naturales y otros identificados en el correspondiente Estudio Ambiental.

- 58 -

Tabla 7: Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripsos de perforación en superficie.

Los lodos y ripsos de perforación, para su disposición final en superficie tienen que cumplir con los parámetros y límites permisibles indicadas en la tabla, dependiendo de si el sitio de disposición final cuenta con una impermeabilización de la base o no. El muestreo se realizará de tal manera que se obtengan muestras compuestas representativas en función del volumen total dispuesto en el respectivo sitio.

Los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos de perforación se incluirán en el tratamiento y la disposición de los lodos y ripsos de perforación. Además del análisis inicial para la disposición final, se requiere un seguimiento a través de muestreos y análisis periódicos:

1. a los siete días de la disposición de los lodos y ripsos tratados;
2. a los tres meses de la disposición;
3. a los seis meses de la disposición.

a) SIN impermeabilización de la base

Parámetro Expresado en Unidad Valor límite permisible

Potencial hidrógeno pH --- 6<pH<9

Conductividad eléctrica CE µS/cm 4,000

Hidrocarburos totales TPH mg/l <1

Hidrocarburos aromáticos policíclicos

(HAPs)

C mg/l <0.003

Cadmio Cd mg/l <0.05
 Cromo total Cr mg/l <1.0
 Vanadio V mg/l <0.2
 Bario Ba mg/l <5

b) CON impermeabilización de la base

Parámetro Expresado en Unidad Valor límite permisible

Potencial hidrógeno pH --- 4<pH<12
 Conductividad eléctrica CE µS/cm 8,000
 Hidrocarburos totales TPH mg/l <50
 Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)
 C mg/l <0.005
 Cadmio Cd mg/l <0.5
 Cromo total Cr mg/l <10.0
 Vanadio V mg/l <2
 Bario Ba mg/l <10
 - 59 -

Tabla 8: Clasificación de desechos procedentes de todas las fases y operaciones hidrocarburíferas, y recomendaciones de reducción, tratamiento y disposición.

A) Desechos caracterizados como peligrosos

(conforme a la clasificación de desechos peligrosos del Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación; vigente desde 1992):

Código Tipo de desecho Reducción, tratamiento y disposición

A0010 Desechos de detectores de radiactividad
 A0046 Desechos sanitarios con características infecciosas
 A1010 Desechos metálicos o que contengan metales tales como antimonio, arsénico, berilio, cadmio, plomo, mercurio, selenio, telurio y/o talio
 Incluye, entre otros, cenizas de incineradores ~~de~~ inertización/solidificación; disposición controlada
 A1040 Desechos que tengan como constituyentes carbonilos de metal y/o cromo hexavalente
 A2030 Desechos de catalizadores Regeneración y reutilización en cuanto sea posible
 A3010 Desechos resultantes de la producción o el tratamiento de coque de petróleo y asfalto
 A3020 Aceites minerales de desecho no aptos para el uso al que estaban destinados
 Recuperación, tratamiento, reutilización adecuada
 A3021 Desechos de filtros de aceite, filtros hidráulicos, etc.
 A3070 Desechos de fenoles, compuestos fenólicos, incluido el clorófenol en forma de líquido o de lodo
 A3140 Desechos de disolventes orgánicos no halogenados
 A3150 Desechos de disolventes orgánicos halogenados
 A3190 Desechos de residuos alquitranados (con exclusión de los cementos asfálticos) resultantes de la refinación, destilación o cualquier otro tratamiento pirolítico de materiales orgánicos
 A4020 Desechos clínicos y afines
 A4030 Desechos resultantes de la producción, la preparación y la utilización de biocidas y productos fitofarmacéuticos, con inclusión de desechos de plaguicidas y herbicidas que no respondan a las especificaciones, caducados o no aptos para el uso previsto originalmente
 A4060 Desechos de mezclas y emulsiones de aceite y agua o de hidrocarburos y agua
 A4070 Desechos resultantes de la producción, preparación y utilización de tintas, colorantes, pigmentos, pinturas, lacas

o barnices

A4080 Desechos de carácter explosivo

A4091 Desechos de soluciones ácidas con pH<2

A4092 Desechos de soluciones básicas con pH>11.5

A4100 Desechos resultantes de la utilización de dispositivos de control de la contaminación industrial para la depuración de gases

A4120 Desechos que contiene, consisten o están contaminados con peróxidos

A4130 Envases y contenedores de desechos que contienen sustancias o materiales incluidos en esta lista

A4140 Desechos consistentes o que contienen productos químicos que no responden a las especificaciones o caducados correspondientes a las categorías de esta lista

- 60 -

Código Tipo de desecho Reducción, tratamiento y disposición

A4150 Sustancias químicas de desechos, no identificadas o nuevas, resultantes de la investigación, cuyos efectos en el ser humano o el medio ambiente no se conozcan

A4160 Carbono activado consumido, excepto el resultante del tratamiento del agua potable

B) Desechos no caracterizados como peligrosos: (sujetos a control conforme a este Reglamento)

Código Tipo de desecho Reducción, tratamiento y disposición

B0045 Desechos domésticos inorgánicos Clasificación; disposición controlada.

B0046 Desechos domésticos orgánicos Clasificación; compostaje.

B2011 Ripios Disposición controlada.

B2020 Desechos de vidrio Clasificación; reciclaje.

B2041 Agua de formación Reinyección.

B2042 Sedimentos de perforación y fondos contaminados del almacenamiento o depósito de desperdicios no peligrosos

Disposición controlada de sólidos.

B3001 Tierra con hidrocarburos Prevención de derrames; Biorremediación, landfarming

B3002 Lodos y arena contaminados con hidrocarburos Biorremediación, landfarming

B3003 Hidrocarburos recuperados en el flujo de producción y/o tratamiento de efluentes

Reincorporación al proceso de producción

B3004 Desechos de petróleo crudo Reincorporación al proceso de producción

B3005 Gases retirados del flujo de producción tales como: sulfito

de hidrógeno y dióxido de carbono, y otros hidrocarburos volatilizados

Recuperación y tratamiento dentro de los procesos de producción.

B3006 Fluidos y lodos de perforación Priorización de lodos de perforación en base de agua; reciclaje de lodos; tratamiento de sedimentación y decantación; reinyección de líquidos; disposición controlada de sólidos.

B3010 Desechos de plástico Clasificación; reciclaje.

B3020 Desechos de papel, cartón y productos de papel Clasificación; reciclaje.

B3030 Desechos textiles Clasificación; reciclaje.

B3150 Otros desechos inorgánicos industriales no clasificados como peligrosos ~~se~~ especificar

Clasificación; disposición controlada.

- 61 -

Anexo 3: Parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental profundizado

Tabla 9: **Parámetros a determinarse en la caracterización de aguas superficiales en Estudios de Línea Base – Diagnóstico Ambiental.**

Parámetro Expresado en Unidad

Temperatura °C ---

Potencial hidrógeno pH ---

Conductividad eléctrica CE µS/cm

Coliformes fecales Colonias Col/100 ml
 Oxígeno disuelto OD mg/l
 Demanda bioquímica de oxígeno DBO₅mg/l
 Demanda química de oxígeno DQO mg/l
 Amonio NH₄ mg/l
 Bario Ba mg/l
 Cadmio Cd mg/l
 Cromo (total) Cr mg/l
 Níquel Ni mg/l
 Plomo Pb mg/l
 Vanadio V mg/l
 Sustancias tensoactivas (azúl de metileno) MBAS mg/l
 Fenoles --- mg/l
 Hidrocarburos totales TPH mg/l

Tabla 10: **Parámetros adicionales y límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.**

Parámetro Expresado en Unidad Valor límite permisible

Cloruros Cl -mg/l <2,500
 Sulfatos SO₄
 2- mg/l <1,200
 Fluoruros F- mg/l <5.0
 Cadmio Cd mg/l <0.1
 Mercurio Hg mg/l <0.01
 Níquel Ni mg/l <2.0
 Selenio Se mg/l <0.5
 Cianuros libres CN- mg/l <0.05
 Sulfuro de hidrógeno H₂S mg/l <0.0002
 Demanda bioquímica de oxígeno DBO₅mg/l <40
 Fenoles mg/l <0.15

Tabla 11: **Parámetros recomendados y valores referenciales para aguas en piscinas remediadas destinadas al uso para piscicultura.**

Parámetro Expresado en Unidad Valor máximo referencial

Potencial hidrógeno pH --- 6.5<pH<8.5
 Amonio NH₄
 +-N mg/l <1.0
 Demanda bioquímica de oxígeno DBO₅mg/l <6.0
 Demanda química de oxígeno DQO mg/l <20
 Hidrocarburos totales TPH mg/l <3.0

- 62 -

Anexo 4: Formatos para el control y monitoreo ambiental

Para el control ambiental se exigirá a las empresas la presentación de reportes sobre su automonitoreo. En los reportes se tienen que presentar los siguientes datos:

Formato 1: **Identificación de efluentes (puntos de descarga al ambiente) y puntos de control (cuerpo receptor, inmisión) para el monitoreo ambiental interno.**

Nombre de la empresa:

Bloque No.

A) Punto de descarga (efluente):

Coordenadas (UTM):

Coordenadas geográficas:

Descripción:

Tipo de descarga:

Caudal promedio:

Tratamiento previo a la descarga:

Otras características:

B) Punto de control (inmisión):

Distancia del punto de descarga:

Descripción:

Caudal promedio:

Condiciones meteorológicas:

Otras características:

Para cada punto de descarga (A) hay que establecer el respectivo punto de control en el cuerpo

receptor (B) a una distancia de aproximadamente 300 metros aguas abajo o aquella distancia, establecida a través de los estudios técnicos pertinentes, a la cual se haya logrado una adecuada mezcla entre el caudal del efluente y del cuerpo receptor.

Formato 2: **Identificación de instalaciones sujetas a monitoreo de emisiones gaseosas a la atmósfera.**

Nombre de la empresa:

Bloque No.

Punto de emisión:

Coordenadas (UTM)

Coordenadas geográficas::

Descripción¹⁾:

Tipo de instalación (fuente de emisión):

Tipo de combustible usado:

Consumo de combustible:

Capacidad de la fuente:

Tiempo de funcionamiento de la fuente:

Materiales a incinerar:

Altura de la fuente de emisión:

Volumen promedio de emisión:

Dirección principal del viento:

Velocidad promedio del viento:

¹⁾ Para mecheros hay que indicar las dimensiones de cada mechero (ancho, altura, tipo de mechero, detalles técnicos, periodicidad de funcionamiento).

- 63 -

Formato 3: **Informe sobre el monitoreo ambiental interno de descargas líquidas (A) y puntos de control en el cuerpo receptor (B).**

Nombre de la empresa

Periodo / año

Nombre del laboratorio

Punto de muestreo¹⁾ /

fecha / código muestra

pH CE

(μS/cm)

TPH

(mg/l)

DQO

(mg/l)

ST₂

(mg/l)

Ba₂

(mg/l)

Cr₂

(mg/l)

Pb₂

(mg/l)

V₂

(mg/l)

HAP³⁾

(mg/l)

A) X

B) X X X X X

Etc. (para todos los puntos)

¹⁾ Código asignado por la DINAPA para los puntos de monitoreo aprobados

²⁾ El análisis de este parámetro se exige únicamente para el efluente (descarga), no es obligatorio para el cuerpo receptor.

³⁾ El análisis de este parámetro se exige únicamente para el cuerpo receptor, no es obligatorio para el efluente (descarga).

Formato 4: **Informe a la DINAPA sobre el monitoreo ambiental interno de emisiones a la atmósfera.**

Nombre de la empresa

Periodo / año

Nombre del laboratorio

Punto de muestreo¹⁾ /

código muestra

Fecha MP SO₂

(mg/m³)

NO_x

(mg/m³)

CO

(mg/m³)

COV

(mg/m³)

HAP

(mg/m³)

Etc. (para todos los puntos)

¹⁾ Código asignado por la DINAPA para los puntos de monitoreo aprobados

- 64 -

Formato 5: Informe Ambiental Anual.

1 Datos generales de la empresa operadora

2 Actividades realizadas en base del Plan de Manejo Ambiental

2.2 Plan de prevención y mitigación de impactos

2.2.1 Programas de mantenimiento en resumen para equipos e instalaciones principales

Ubicación Equipo, instalación Preventivo Correctivo

2.3 Plan de contingencias

2.3.1 Registro y evaluación de entrenamientos y simulacros del Plan de Contingencias

Fecha Lugar Participantes Evaluación y correctivos

2.4 Plan de capacitación

2.5 Plan de salud ocupacional y seguridad industrial

2.6 Plan de manejo de desechos

2.6.1 Emisiones atmosféricas

Punto /

código

Días

al año

Volumen

promedio

MP

(mg/m³)

SO₂

(mg/m³)

NO_x

(mg/m³)

CO

(mg/m³)

COV

(mg/m³)

HAP

(mg/m³)

2.6.2 Descargas líquidas (incl. cuerpo receptor)

Punto /

código

Caudal

promedio

pH CE

(μS/cm)

TPH

(mg/l)

DQO

(mg/l)

ST

(mg/l)

Ba

(mg/l)

Cr

(mg/l)

Pb

(mg/l)

V

(mg/l)

HAP

(mg/l)

A) X

B) X X X X X

A) Punto de descarga (efluente)

B) Punto de control en el cuerpo receptor (inmisión) correspondiente al punto de descarga

X. ..Parámetros no exigidos por este Reglamento para el monitoreo rutinario permanente

2.6.3 Lodos y rípios de perforación

Punto /

código

Tratamiento

Volumen

dispuesto

Base

imperm.

TPH

(mg/l)

HAP

(mg/l)

Ba

(mg/l)

Cd

(mg/l)

Cr

(mg/l)

V

(mg/l)

2.6.4 Clasificación, generación, tratamiento y disposición de desechos

Código Clase de desecho Cantidad Tratamiento Disposición

2.7 Plan de relaciones comunitarias

2.8 Plan de rehabilitación de áreas afectadas

2.8.1 Descripción y evaluación general (inclusive cronograma de trabajos realizados)

2.8.2 Resultados obtenidos del monitoreo físico-químico de la remediación

Punto /

código

Tratamiento

Volumen

tratado

Uso

posterior

Etapas TPH

(mg/l)

HAP

(mg/l)

Cd

(mg/l)

Ni

(mg/l)

Pb

(mg/l)

Inicio

Final

2.8.3 Otros análisis físico-químicos efectuados (suelo, agua, etc.)

2.9 Plan de abandono y entrega del área

- 65 -

Anexo 5: Métodos analíticos

AGUAS

Parámetro Método Referencias #)

Muestreo Recolección y preservación de muestras

APHA/AWWA/WEF

Standard Methods No.

1060;

DIN 38402

(serie A11 – A22)

Temperatura Determinación directa con termómetro de mercurio o alcohol;

graduación de 0.1°C.

Alternativa: determinación con sensor de temperatura.

APHA/AWWA/WEF

Standard Methods No.

2550 B

Potencial hidrógeno Determinación potenciométrica con electrodo calibrado en dos puntos.

APHA/AWWA/WEF

Standard Methods No.

4500-H⁺ B

Conductividad eléctrica Determinación con electrodo calibrado en dos puntos.

APHA/AWWA/WEF

Standard Methods No.

2510

Hidrocarburos totales (TPH) ⁸⁾ Extracción con cloruro de metileno, cromatografía de gases y determinación FID (GC/FID).

Alternativa: Extracción con freón, remoción de sustancias polares en el extracto y determinación por espectroscopía infrarrojo.

Publication No. ECY 97-602 (Washington, Junio de 1997)

EPA 418.1; 1664 (SGTHEM)

ASTM D3921-96;

DIN 38409-H18

Hidrocarburos aromáticos

policíclicos (HAPs)

Extracción con cloruro de metileno, separación por cromatografía: GC o HPLC y determinación por UV o FID, respectivamente.

Determinación de la suma de seis

HAPs: fluoroanteno,

benzo(b)fluoroanteno,

benzo(k)fluoroanteno,

benzo(a)pireno, benzo(ghi)perileno,

indeno(1,2,3-cd)pireno.

Expresión de resultados en base de carbono (C) – factor convencional de conversión: 0.95

APHA/AWWA/WEF

Standard Methods No.

6440 B

DIN 38407-F8

Demanda química de oxígeno Digestión ácido-caliente de la muestra con dicromato y ácido

sulfúrico en presencia de un

catalizador y sulfato de mercurio para

eliminar interferencias de cloruros y
determinación del exceso de
dicromato por titulación.

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.
5220

Sólidos totales Secado de la muestra a 105°C hasta
peso constante y determinación
gravimétrica.

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.
2540 B

8) No se admite el parámetro de "aceites y grasas" (EPA 418.1; EPA 1664 HEM).
- 66 -

Bario

Cromo (total)

Plomo

Vanadio

Filtración y acidificación de la
muestra, determinación directa por
espectroscopía de absorción atómica
(AAS).

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.

3030 B, 3111 B, D

Coliformes fecales Filtración por membrana e incubación
en 44.5°C.

Alternativa: Número más probable.

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.

9222, 9221

Cloro residual Determinación de cloro residual total
con DPD por titulación o por
colorimetría.

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.

4500-Cl F, G

Nitrógeno global Destilación de la muestra y
determinación de amonio (NH_4) por
titulación, fotometría o electrodo

ionosensitivo

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.

4500- NH_3

DIN 38406-E5

Fenoles Destilación, extracción con cloroformo
y determinación fotométrica

APHA/AWWA/WEF
Standard Methods No.

5530

SUELOS

Parámetro Método Referencias #)

Muestreo Muestra compuesta y representativa
(mínimo 15-20 submuestras por

hectárea o equivalente,
homogeneización)

Hidrocarburos totales (TPH) 9) Extracción con cloruro de metileno,
cromatografía de gases y
determinación FID (GC/FID).

Alternativa: Extracción con freón,
remoción de sustancias polares en el
extracto y determinación por

espectroscopía infrarrojo.
Publication No. EY 97-
602 (Washington, Junio de
1997)
EPA 413.1; 1664 (SGTHEM)
ASTM D3921-96;
Hidrocarburos aromáticos
policíclicos (HAPs)
Extracción; determinación por
cromatografía de gases (GC) o
HPLC.
EPA SW-846 Métodos
8100 o 8310
Cadmio
Níquel
Plomo
Digestión ácida de la muestra y
determinación directa por
espectroscopía de absorción atómica.
EPA SW-846 Métodos
3050B, 7130, 7520, 7420

LIXIVIADOS

Parámetro Método Referencias #)
TCLP Extracción bajo condiciones
estándares; determinación según
parámetro a analizarse.
EPA SW-846 Método 1311

EMISIONES A LA ATMÓSFERA

Parámetro Método Referencias #)
Material particulado Determinación gravimétrica de
depósitos atmosféricos.
ISO/DP 10473
Oxidos de azufre
Oxidos de nitrógeno (NO_x)
Oxidos de carbono
Compuestos orgánicos volátiles
Hidrocarburos aromáticos
policíclicos (HAPs)
Diferentes métodos electroquímicos y
colorimétricos.
Se pueden utilizar tests y
kits comerciales, siempre
que estén basados en
métodos estandarizados y
aceptados.

9) No se admite el parámetro de "aceites y grasas" (EPA 413.1; EPA 1664 HEM).

- 67 -

#) Se aplicarán los métodos de referencia citados en la tabla o equivalentes, estandarizados y
publicados por otras agencias o entidades ambientales.

- 68 -

Anexo 6: Glosario

Abandonar: Acción de dejar una instalación o un pozo, por razones técnicas o cuando no existen
hidrocarburos; así también cuando ha finalizado la explotación de petróleo o gas, o no es rentable su
explotación.

Abandono Temporal: Acción de taponar un pozo productivo de petróleo o gas cuando se declara la
no comercialidad del campo o no se dispone de la infraestructura necesaria para incorporarlo a la
fase de explotación.

Acuífero: Suelo o terreno con agua o bien capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que
contiene o a través de la cual fluye agua. Se refiere a aguas subterráneas.

Aerobio: Aplícase al ser vivo que subsiste con oxígeno libre.

Agua de formación: Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los

yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

Aguas negras y grises: Residuo de agua, de composición variada, proveniente de un proceso de actividad doméstica, en el cual su composición original ha sufrido una degradación. Las aguas negras provienen de los baños, las aguas grises de cocina y lavandería.

Aguas residuales: Aguas resultantes de actividades industriales que se vierten como efluentes.

Agua subterránea: Agua del subsuelo, especialmente la parte que se encuentra en la zona de saturación, es decir por debajo del nivel freático.

Agua superficial: Masa de agua sobre la superficie de la tierra, conforma ríos, lagos, lagunas, pantanos y otros similares, sean naturales o artificiales.

Ambiente: Conjunto de elementos bióticos y abióticos, y fenómenos físicos, químicos y biológicos que condicionan la vida, el crecimiento y la actividad de los organismos vivos. Generalmente se le llama medio ambiente.

Anaerobio: Microorganismo capaz de vivir sin presencia de oxígeno libre, el cual obtiene a partir de la descomposición de diversos compuestos orgánicos.

API: American Petroleum Institute – la gravedad específica del petróleo se determina sobre la base de los estándares del API:

Crudo °API

Extra pesado <10

Pesado 10 – 20

Medio 20 – 35

Liviano 35 – 45

Area de influencia: Comprende el ámbito espacial en donde se manifiestan los posibles impactos ambientales y socioculturales ocasionados por las actividades hidrocarburíferas.

Area de influencia directa: Comprende el ámbito espacial en donde se manifiesta de manera evidente, durante la realización de los trabajos, los impactos socio-ambientales.

Area (natural) protegida: Area de propiedad pública o privada, de relevancia ecológica, social, histórica, cultural y escénica, establecidas en el país de acuerdo con la Ley, con el fin de impedir su destrucción y procurar el estudio y conservación de especies de plantas o animales, paisajes naturales y ecosistemas.

Area útil: Superficie ocupada por plataforma, helipuerto y campamento.

- 69 -

Arenisca: Roca sedimentaria formada por granos de arena cementados.

Auditoría ambiental: Análisis, apreciación y verificación de la situación ambiental y del impacto de una empresa o proyecto determinado sobre el medio ambiente y el manejo sustentable de los recursos naturales, verificando, además, el cumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales ecuatorianas, y del Plan de Manejo Ambiental.

Biodegradación: Proceso de transformación y descomposición de sustancias orgánicas por seres vivos, cambiando las características del producto original.

Biodiversidad: Cantidad y variedad de especies diferentes (animales, plantas y microorganismos) en un área definida, sea un ecosistema terrestre, marino, acuático, y en el aire. Comprende la diversidad dentro de cada especie, entre varias especies y entre los ecosistemas.

Biorremediación: Proceso de remediar sitios contaminados que aprovecha el potencial de ciertos microorganismos de degradar y descomponer los contaminantes orgánicos, optimizando a través de técnicas mecánicas y físico-químicas las condiciones para la acción microbiológica.

Biota: Conjunto de todos los seres vivos de un área determinada (animales, plantas, microorganismos). Biótico: perteneciente a los seres vivos.

Bosque: Asociación vegetal en la que predominan los árboles y otros vegetales leñosos; además contiene arbustos, hierbas, hongos, líquenes, animales y microorganismos que tienen influencia entre sí y en los caracteres y composición del grupo total o masa.

Bosque primario: Formación arbórea que representa la etapa final y madura de una serie evolutiva, no intervenida por el hombre.

Bosque protector: Formación forestal cuya función es proteger de la erosión una zona, regularizando su régimen hidrológico. Aquel contemplado en la Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y de Vida Silvestre, y Decretos y Acuerdos que lo crean.

Calcinación: Incinerar a temperaturas altas para volatilizar toda la parte orgánica y quede únicamente el residuo mineral.

Clima: Estado medio de los fenómenos meteorológicos que se desarrollan sobre un espacio geográfico durante un largo período. Está determinado por una serie de factores: inclinación del eje terrestre, proporción tierra-mar, latitud, altitud, exposición a los vientos, etc., y se encuentra articulado a un conjunto de elementos tales como presión, humedad, temperatura, pluviosidad, nubosidad, etc.

Combustión completa: Reacción química entre el oxígeno u otros elementos y un material oxidable (combustible), acompañada casi siempre de desprendimiento de energía en forma de incandescencia

o llama, que lleva a la formación de productos con un máximo grado de oxidación (combustión completa); si el proceso es incompleto se forman productos de grados inferiores de oxidación.

Compatibilidad ecológica: Característica de procesos y medidas adoptados por el hombre que no tienen influencia negativa sobre el medio ambiente y cada uno de sus componentes.

Contaminación: Proceso por el cual un ecosistema se altera debido a la introducción, por parte del hombre, de elementos sustancias y/o energía en el ambiente, hasta un grado capaz de perjudicar su salud, atentar contra los sistemas ecológicos y organismos vivientes, deteriorar la estructura y características del ambiente o dificultar el aprovechamiento racional de los recursos naturales.

Control (ambiental): Vigilancia y seguimiento (monitoreo externo) periódico y sistemático sobre el desarrollo y la calidad de procesos, comprobando que se ajustan a un modelo preestablecido. En las operaciones hidrocarburíferas, el control se realiza a través de la DINAPA; sinónimo de fiscalización ambiental. Véase también Monitoreo.

- 70 -

Coque: Residuo carbonoso que queda después de la destilación de los hidrocarburos susceptible de emigrar del producto petrolífero sometido a elevadas temperaturas y presión.

Costa afuera: Actividad que se realiza en el mar (= off-shore).

COV: Compuestos orgánicos volátiles (inglés: VOC). Tienen capacidad de formar oxidantes fotoquímicos por reacciones con los óxidos de nitrógeno en presencia de la luz solar; algunos COV son peligrosos para la salud.

Crudo: Mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a superficie.

Crudo intemperizado: Crudo que ha sido expuesto por un periodo largo a la intemperie, bajo la incidencia de temperatura, radiación solar, humedad y acción biológica y en consecuencia ha sufrido alteraciones en su composición y características físico-químicas iniciales.

Cuerda larga: Técnica de descargar materiales y equipos desde un helicóptero a través de un cable largo, sin necesidad de aterrizar.

Cuerpo de agua: Acumulación de agua corriente o quieta, que en su conjunto forma la hidrósfera; son los charcos temporales, esteros, manantiales, marismas, lagunas, lagos, mares, océanos, ríos, arroyos, reservas subterráneas, pantanos y cualquier otra acumulación de agua.

DAP: Diámetro a la altura del pecho; expresión estandarizada para referirse al tamaño de un árbol.

Demanda química de oxígeno (DQO): Una medida para el oxígeno equivalente al contenido de la materia orgánica presente en un desecho o en una muestra de agua, susceptible a oxidación a través de un oxidante fuerte (expresado en mg/l).

Derecho de vía: Franja de terreno de dimensiones específicas, en que se ha instalado un ducto y/o vía de acceso, que atraviesa una o varias propiedades y a la cual tiene acceso y servidumbre de tránsito el propietario del ducto, y dentro de cuya área se establecen las limitaciones de dominio.

Derrame de hidrocarburos: Escape de hidrocarburos producidos por causas operacionales imprevistas o por causas naturales, hacia los diversos cuerpos de agua y suelos.

Descarga: Vertido de agua residual o de líquidos contaminantes al ambiente durante un periodo determinado o permanente.

Desecho: Denominación genérica de cualquier tipo de productos residuales o basuras procedentes de la actividades humanas o bien producto que no cumple especificaciones. Sinónimo de residuo.

Diagnóstico ambiental: Entiéndase la descripción completa de la Línea Base en los Estudios Ambientales referidos en este Reglamento.

Dilución: Proceso de mezcla de un material con otro en proporción tal que disminuye la concentración de elementos y/o sustancias del primero.

Disposición final: Forma y/o sitio de almacenamiento definitivo o bien forma de destrucción de desechos.

Drenaje natural: Vías naturales que toman los cuerpos de agua superficiales acorde con la topografía del terreno.

DZ: Zonas de descarga de materiales desde un helicóptero aplicando la técnica de cuerda larga.

Ecología: Ciencia que estudia las condiciones de existencia de los seres vivos y las interacciones que existen entre dichos seres y su ambiente.

- 71 -

Ecosistema: Unidad básica de integración organismo – ambiente constituida por un conjunto complejo y dinámico, caracterizado por un substrato material (suelo, agua, etc.) con ciertos factores físico-químicos (temperatura, iluminación etc.), los organismos que viven en ese espacio, y las interacciones entre todos ellos en un área dada.

Efluente: Que fluye al exterior, descargado como desecho con o sin tratamiento previo; por lo general se refiere a descargas líquidas hacia cuerpos de aguas superficiales.

Emisión: Descarga de contaminantes hacia la atmósfera.

Endémico: Organismo oriundo del país o la región donde habita.

Erosión: Proceso geológico de desgaste de la superficie terrestre y de remoción y transporte de productos (materiales de suelo, rocas, etc.) originados por las lluvias, escurrimientos, corrientes pluviales, acción de los oleajes, hielos, vientos, gravitación y otros agentes.

Escorrentía: Caudal superficial de aguas, procedentes de precipitaciones por lo general, que corre sobre o cerca de la superficie en un corto plazo de tiempo.

Especie: Conjunto de individuos con características biológicas semejantes y con potencialidad para intercambiar genes entre sí dando descendencia fértil.

Especies nativas: Conjunto de especies vegetales y animales así como micro-organismos propios del país, región o hábitat.

Estación de producción: Sitio de un campo petrolero al que confluyen las líneas de flujo de los pozos y donde se realiza la recolección, separación, almacenamiento y bombeo de petróleo.

Estratigrafía: Ciencia descriptiva de los estratos. Se ocupa de la forma, disposición, distribución, secuencia cronológica, clasificación y relaciones de los estratos rocosos (y otros cuerpos de roca asociados) en secuencia normal, con respecto a cualquiera o todos los caracteres, propiedades y atributos que pueden poseer.

Estrato: Un estrato geológico es una capa (cuerpo generalmente tabular) de roca caracterizado por ciertos caracteres, propiedades o atributos unificantes que lo distinguen de estratos adyacentes. Los estratos adyacentes pueden estar separados por planos visibles de estratificación o separación, o por límites menos perceptibles de cambio en la litología, mineralogía, contenido fosilífero, constitución química, propiedades físicas, edad, o cualquier otra propiedad de las rocas.

Estudio barimétrico: Estudios que describen la situación de una zona marítima en cuanto a corrientes, comportamiento de olas, vientos etc.

Exploración de hidrocarburos: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas que permiten ubicar y detectar en el subsuelo formaciones geológicas con posible acumulación de hidrocarburos.

Explotación de hidrocarburos: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas destinadas a la producción de hidrocarburos.

Fases de la actividad (operaciones) hidrocarburífera(s): Para efectos de este Reglamento, se clasifican de la siguiente manera:

???Prospección geofísica (u otra)

???Perforación exploratoria y de avanzada

???Desarrollo y producción

???Industrialización

???Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados

???Comercialización y venta de derivados de petróleo.

- 72 -

Fase de desarrollo: Etapa en la que se ejecutan los trabajos necesarios para desarrollar los campos descubiertos y ponerlos en producción.

Fase de producción: Etapa comprendida entre el inicio de la explotación y el abandono de un campo petrolero. En industrialización, la fase de producción comprende todo el periodo de operación de las refinerías.

Flora: Conjunto de especies vegetales que pueblan determinados territorios o ambientes.

Fluido de perforación: Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo y transportar a superficie los ripsos de perforación. Sinónimo de lodos de perforación.

Forestación: Siembra de árboles en un determinado sitio para crear un bosque; reforestación – sembrar árboles en un sitio donde anteriormente había un bosque.

Formación: La formación es la unidad fundamental de la clasificación litoestratigráfica; tiene rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas y es la única unidad formal empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica en todo el mundo en unidades nombradas, sobre la base de su naturaleza litoestratigráfica.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en los yacimientos petroleros y cuya composición es variable.

Gas licuado de petróleo: Mezcla de hidrocarburos gaseosos en estado natural, en cuya composición predomina propano y butano, que se almacenan y expenden en estado líquido, en recipientes herméticos a presión.

Gas natural: Gas compuesto por hidrocarburos livianos y que se encuentra en estado natural solo o asociado al petróleo.

Geomorfología: Estudia las formas superficiales de la tierra, describiéndolas (morfología), ordenándolas e investigando su origen y desarrollo (morfogénesis).

Gestión ambiental: Conjunto de políticas, estrategias, normas, actividades operativas y administrativas de planeamiento, financiamiento y control estrechamente vinculadas y orientadas a lograr la máxima racionalidad en los procesos de conservación y protección del medio ambiente para

garantizar el desarrollo sustentable, ejecutadas por el Estado y la sociedad.

GIS: Sistema de Información Geográfica (SIG). Son técnicas y programas de computación que permiten el almacenamiento y procesamiento de datos espaciales y la producción de mapas.

GLP: Gas licuado de petróleo.

GPS: Sistema global de posicionamiento. Permite la determinación exacta de coordenadas a través de equipos y satélites.

Hábitat: Área de distribución de una especie, o bien conjunto de localidades que reúnen las condiciones apropiadas para la vida de una especie.

HAP: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH – abreviación del término inglés). Los HAP es un grupo de compuestos de los cuales algunos son conocidos por su alto potencial cancerígeno.

Humedales: Zona húmeda debida a su elevada capacidad de retención de agua.

IGM: Instituto Geográfico Militar.

- 73 -

Incineración: Proceso controlado en cuanto a los factores de temperatura y oxigenación para quemar desechos sólidos y líquidos, considerado como un método de eliminación de residuos, transformando su fracción combustible en materias inertes y gases.

Industrialización: Fase de las operaciones hidrocarburíferas que se dedica a la separación física, térmica y química de petróleo crudo en sus fracciones de destilación mayores para producir productos y derivados de petróleo que pueden ser comercializados directamente o usados como materia prima en otras industrias.

Inmisión: Materiales o sustancias sólidos, líquidos o gaseosos, provenientes de una posible fuente de contaminación, que se reciben en el ambiente, sea en aguas o suelos o en la atmósfera.

Inyección de agua: Método de recuperación secundaria para elevar la presión del yacimiento a fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos; así como para la disposición de fluidos residuales a formaciones del subsuelo por medio de pozos no productivos; muchas veces referido como reinyección de agua.

Límite permisible: Valor máximo de concentración de elemento(s) o sustancia(s) en los diferentes componentes del ambiente, determinado a través de métodos estandarizados, y reglamentado a través de instrumentos legales.

Lixiviados: Solución que resulta del transporte de agua por los poros y fisuras del suelo u otro medio sólido poroso y las interacciones físico-químicas de esta agua con los componentes minerales y orgánicos del suelo.

Lodo de decantación: Sólido asentado después del reposo de un sistema coloidal o una suspensión de materiales, por ejemplo después del tratamiento de aguas residuales con agentes floculantes y la sedimentación de los flóculos formados.

Lodo de perforación: Véase Fluido de perforación.

Lluvia ácida: Lluvias con potencial hidrógeno (pH) ácido, causado por la interacción del agua lluvia con contaminantes atmosféricos como por ejemplo el dióxido de sulfuro y los óxidos de nitrógeno.

Medidas ambientales: Son las siguientes:

- de mitigación: que se implementan para atenuar y reducir los efectos ambientales negativos de las operaciones hidrocarburíferas.
- de control: que permiten garantizar la mínima ocurrencia de imprevistos que inciden negativamente sobre el ambiente. Se pueden basar en programas de control de contaminación, mantenimiento, seguridad industrial, etc.
- de prevención: que anticipadamente se implementan para evitar el deterioro del ambiente.
- de compensación: que se requieren para compensar y contrarrestar el deterioro y/o sustracción de algún elemento tangible o intangible del ambiente existente antes o durante la ejecución de las operaciones hidrocarburíferas.
- de rehabilitación: para minimizar el deterioro del ambiente y procurar su mejoramiento durante o después de las operaciones hidrocarburíferas.
- de contingencia (emergencia): diseñadas para dar respuesta inmediata ante cualquier siniestro.

Mezcla bituminosa estable: Fracción de hidrocarburos pesados con potencial mínimo de lixiviación de contaminantes tales como metales pesados e hidrocarburos, apto para aplicación en vías y carreteras sin efectos negativos para el ambiente.

mg/l, mg/kg: Unidades de concentración: mg/l (miligramos por litro); mg/kg (miligramos por kilogramo). Las dos unidades se refieren en la bibliografía muchas veces como ppm (partes por millón).

- 74 -

Monitoreo (ambiental): Seguimiento permanente mediante registros continuos, observaciones y mediciones, muestreos y análisis de laboratorio, así como por evaluación de estos datos para determinar la incidencia de los parámetros observados sobre la salud y el medio ambiente (= monitoreo ambiental). El monitoreo se realiza a diferentes niveles:

- interno a nivel de la industria: \approx automonitoreo;
- externo a nivel de la comunidad: \approx vigilancia;
- externo a nivel de entes gubernamentales: \approx control y/o fiscalización.

Monitoreo ambiental interno (automonitoreo): Seguimiento permanente y sistemático mediante registros continuos, observaciones y/o mediciones, así como por evaluación de los datos que tengan incidencia sobre la salud y el medio ambiente, efectuado por la propia empresa.

Nivel freático: Altura que alcanza la capa acuífera subterránea más superficial.

OACI: Organización de Aviación Civil Internacional (inglés: International Civil Aviation Organization); normas que rigen para el control y seguridad de las operaciones de navegación aérea.

Oleoductos: Son las tuberías que sirven para transportar petróleo crudo contenido la mínima cantidad de impurezas.

Paisaje: Unidad fisiográfica básica en el estudio de la morfología de los ecosistemas, con elementos que dependen mutuamente y que generan un conjunto único e insoluble en permanente evolución.

Pantano: Terreno mal drenado, más o menos permanentemente húmedo y fácilmente inundable, cuyo suelo tiene un elevado porcentaje de materia orgánica, dándole un carácter esponjoso.

Parque Nacional: Área extensa, con las siguientes características o propósitos:

- uno o varios ecosistemas, comprendidos dentro de un mínimo de 10,000 hectáreas;
- diversidad de especies de flora y fauna, rasgos geológicos y hábitats de importancia para la ciencia, la educación y la recreación; y
- mantenimiento del área en su condición natural, para la preservación de los rasgos ecológicos, estéticos y culturales, siendo prohibida cualquier explotación y ocupación.

PEA: Población económicamente activa.

Perforación múltiple: Perforación de varios pozos en una sola plataforma, que se logra a través de perforaciones direccionales (racimos), disminuyendo así la necesidad de espacio en la superficie.

Permeabilidad: Capacidad para trasladar un fluido a través de las grietas, poros y espacios interconectados dentro de una roca.

Poliductos: Tuberías que sirven para transportar derivados del petróleo y gas licuado de petróleo.

Pozo de avanzada: Aquel que se perfora luego de haberse descubierto entrapamientos de hidrocarburos en una(s) estructura(s) con el fin de delimitar el (los) yacimiento(s).

Pozo de desarrollo: Aquel que se perfora en un campo hidrocarburífero con el propósito de realizar la explotación de sus yacimientos.

Pozo exploratorio: Aquel que se perfora para verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos entrapados en una estructura detectada por estudios geológicos y geofísicos.

Pozo inyector: Aquel que se perfora o acondiciona para inyectar un fluido a fin de confinarlo o para implementar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Producto químico peligroso: Referido también como sustancias peligrosas. Sustancias y productos que por sus características físico-químicas y/o tóxicas representan peligros para la salud humana y el medio ambiente en general. Están sujetos a manejos y precauciones especiales en el transporte, tratamiento y disposición.

Prospección sísmica: Técnica de recolección de información del subsuelo mediante la utilización de ondas sonoras.

Reacondicionamiento de pozos: Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

Rehabilitación ambiental: Conjunto de acciones y técnicas con el objetivo de restaurar condiciones ambientales originales o mejoradas sustancialmente en sitios contaminados y/o degradados como consecuencia de actividades humanas. Sinónimos: remediación ambiental, reparación ambiental, restauración ambiental.

Recuperación mejorada: Proceso mediante el cual se inyecta un fluido en un yacimiento a fin de incrementar la cantidad de hidrocarburos recuperables.

Residuo: Cualquier material que el propietario/productor ya no puede usar en su capacidad o forma original, y que puede ser recuperado, reciclado, reutilizado o eliminado.

Residuos peligrosos: Aquellos residuos que debido a su naturaleza y cantidad son potencialmente peligrosos para la salud humana o el medio ambiente. Requieren un tratamiento o técnicas de eliminación especial para terminar o controlar su peligro. Se las denomina también "residuos especiales", desechos peligrosos o desechos especiales.

Revegetación: Siembra de especies vegetales de interés colectivo, generalmente como última etapa en trabajos de remediación ambiental.

Revestimiento: Proceso por el que se procede a introducir en el hoyo de perforación, tubería de acero que se atornilla por piezas y sirve para evitar el desplome de las paredes, permitiendo una buena marcha en la perforación de un pozo.

Servicios conexos con la comercialización de derivados : Se entienden por tales las actividades de servicio de cambio de aceite, lubricadoras y lavadoras de automotores instaladas o no conjuntamente a una estación de servicio.

Servidumbre de tránsito: Acceso libre y gratuito a la franja de derecho de vía concedido por el propietario del terreno.

Sitio de perforación: Es la superficie que comprende el área útil, además de piscinas o tanques para disposición de ripios, tratamientos de fluidos de perforación y pruebas de producción, áreas verdes, almacenamiento de material vegetal y otras áreas requeridas de acuerdo a la topografía del terreno.

Soluble: Se refiere a una sustancia que se disuelve en un líquido.

Suelo: Capa superficial de la corteza terrestre, conformado por componentes minerales provenientes de la degradación físico-química de la roca madre y compuestos orgánicos en proceso de degradación y/o transformación, íntimamente mezcladas, con poros de diferentes tamaños que dan lugar al agua y al aire del suelo, así como a microorganismos y animales del suelo y a las raíces de plantas a las cuales el suelo sirve de sustrato y sustento.

Subsuelo: Se dice del terreno que se encuentra debajo del suelo o capa laborable, cuyo dominio es del Estado.

Trasiego: Proceso de pasar un líquido de un lugar a otro, por ejemplo a través de mangueras y bombas.

- 76 -

TPH Total de hidrocarburos de petróleo (solubles o recuperables en ciertos solventes). Sinónimo: hidrocarburos minerales.