

NORMATIVA HIDROCARBURÍFERA



Secretaría de
Hidrocarburos
ECUADOR



Ministerio de
Recursos Naturales
No Renovables
República del Ecuador

LEY DE HIDROCARBUROS

2



Ministerio de
Recursos Naturales
No Renovables
República del Ecuador

LEY DE HIDROCARBUROS

Norma: Decreto Supremo 2967
Publicación: Registro Oficial 711
Fecha: 15-nov-1978 Estado: Vigente
Última Reforma: 24-nov-2011

NOTA GENERAL:

En el texto de esta Ley se sustituyó “Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos”, por “Ministerio del Ramo”, y donde decía “Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana” por “PETROECUADOR”.

Las atribuciones y facultades que la Ley confiere a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, sustituida por PETROECUADOR, se entenderán extendidas a las empresas filiales que se crearen para atender las actividades respectivas. Disposición dada por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

NOTA GENERAL:

Derogase la Ley No. 45 de 26 de septiembre de 1989. Dado por Numeral 2.1.1 de Derogatorias de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009.

NOTA GENERAL:

Toda referencia a PETROECUADOR como signatario o administrador de contratos y/o áreas se entenderá que se trata de la Secretaría de Hidrocarburos, salvo en el caso de contratos de obras y servicios específicos. Dado por Art. 18 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

EL CONSEJO SUPREMO DE GOBIERNO

Considerando:

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 del Decreto Supremo No. 2463 de 2 de mayo de 1978, publicado en el Registro Oficial No. 583 de 10 de los mismos mes y año, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos ha realizado la codificación de la Ley de Hidrocarburos y sus reformas; y,

En ejercicio de las atribuciones de que se halla investido.

EXPIDE:

La siguiente codificación de la LEY DE HIDROCARBUROS

CAPITULO I

Disposiciones Fundamentales

Art. 1.- Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 37, Disposición General Primera, publicada en Registro Oficial 245 de 30 de Julio de 1999.

CONCORDANCIAS:

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 27

Art. 1-A.- En todas las actividades de hidrocarburos, prohíben prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado o público. Prohíben también prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos

Nota: Artículo agregado por Art. 31 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR),
Arts. 9

Art. 2.- El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País.

Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquéllos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal actualmente explo-

tados por PETROPRODUCCION, realizando todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional.

Son campos marginales aquéllos de baja prioridad operacional o económica considerados así, por encontrarse lejanos a la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja gravedad (crudo pesado), o por necesitar técnicas de recuperación excesivamente costosas, calificados como tales por la Secretaría de Hidrocarburos, siempre y cuando dicha explotación y exploración adicional signifique mayor eficiencia técnica y económica en beneficio de los intereses del Estado. Estos campos no podrán representar más del 1% de la producción nacional y se sujetarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos contratos será realizada por el Comité Especial previsto en el artículo 19 y mediante concursos abiertos dando prioridad a la participación de empresas nacionales del sector hidrocarburífero, por sí solas o asociadas.

Las adjudicaciones procurarán tomar en consideración:

- a) Mayor monto de inversión a realizarse en el área.
- b) Garantía de producción mínima, o
- c) Costos de producción.

Las obras o servicios específicos que PETROECUADOR tenga que realizar, podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o de servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales. Con este propósito PETROECUADOR divulgará en forma oportuna y permanente los programas de obras y servicios que deba realizar.

El régimen financiero de PETROECUADOR, cuando intervenga en cualquier fase de la industria petrolera, a través de filiales o celebrando contratos de cualquier naturaleza, será el establecido en su Ley Especial.



El Presidente de la República destinará de los ingresos netos que se originen en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, los recursos necesarios a fin de formar un fondo permanente de inversión para la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos. Este fondo será administrado por la Secretaría de Hidrocarburos, bajo la supervigilancia de la Contraloría General del Estado.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Incisos tercero y cuarto de este artículo, sustituidos por inciso tercero. Dado por Art. 24 de la Ley No. 45 publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Inciso primero reformado, e incisos segundo y tercero agregados por Art. 1 de la Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993. Art. 1 de la Ley No. 44 reformado por Ley No. 49, publicada en Registro Oficial 346 de 28 de Diciembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 31

Art. 3.- El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizadas directamente por las empresas públicas, o por delegación por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos, según se prevé en el tercer inciso de este artículo.

La Secretaría de Hidrocarburos podrá dele-

gar las actividades de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación e industrialización celebrando contratos de asociación, consorcios, de operación o mediante otras formas contractuales vigentes en la Legislación Ecuatoriana. También podrá constituir compañías de economía mixta. La adjudicación de estos contratos se sujetará a los procedimientos de licitación previstos en el artículo 19 de esta Ley. La delegación por parte de la Secretaría de Hidrocarburos en ningún caso implicará transferencia de dominio de los bienes e instalaciones que en la actualidad son de PETROECUADOR o sus filiales.

Cuando las actividades previstas en el primer inciso de este artículo sean realizadas en el futuro por empresas privadas que tengan o no contratos suscritos de exploración y explotación de hidrocarburos, éstas asumirán la responsabilidad y riesgo exclusivo de la inversión sin comprometer recursos públicos, y podrán hacerlo previa autorización directa expedida por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, previo el informe de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de conformidad con el artículo 7 de esta Ley, autorizándolas a ejecutar cualquiera de esas actividades. Estas empresas también podrán ser autorizadas a realizar actividades de transporte por ductos, construyéndolos u operándolos a través de compañías relacionadas por sí solas o en asociación con compañías especializadas en tales actividades. En el caso de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos, por tratarse de un servicio público, la Secretaría de Hidrocarburos; previa autorización del Presidente de la República; celebrará con la empresa o consorcio autorizados, el respectivo contrato que regulará los términos y condiciones bajo los cuales podrá construir y operar tales ductos principales privados.

El mencionado informe de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, deberá contener la certificación de que el proyecto

se apeg a normas internacionales de calidad -API- o -DIN- y de que se contemplan todas las normas de seguridad en lo que respecta a la protección del ambiente.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, realizará en forma permanente la fiscalización y auditoría de costos de la construcción y operación del oleoducto de crudos pesados.

Todas las acciones emitidas por las empresas privadas que tengan suscritos contratos para la construcción y operación de ductos principales privados y todos los bienes adquiridos para la ejecución de los mismos, se transferirán al Estado Ecuatoriano, en buen estado de conservación, salvo el desgaste por el uso normal, una vez amortizada totalmente la inversión, en los términos y condiciones que consten en el contrato respectivo, en el que, para tales efectos, se establecerán la metodología y plazos de amortización de las inversiones efectuadas, sin perjuicio de las normas legales y reglamentarias que regulen las amortizaciones y depreciaciones de inversiones y activos para fines tributarios.

Nota: Inciso primero de este artículo reformado por Ley No. 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo sustituido por Art. 2 de la Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993. Art. 2, Ley No. 44 reformado por Ley No. 49, publicada en Registro Oficial 346 de 28 de Diciembre de 1993.

Nota: Artículo sustituido por Art. 46 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000.

Nota: Inciso último sustituido por Ley No. 10, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 31 de Marzo del 2000.

Nota: Artículo reformado por Disposición Final Segunda de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, pu-

blicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 6, 308

LEY ORGANICA DE LA PROCURADURIA GENERAL DEL ESTADO, CODIFICACION, Arts. 3

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 27, 31

Art. 4.- Se declara de utilidad pública la industria de hidrocarburos en todas sus fases, esto es, el conjunto de operaciones para su obtención, transformación, transporte y comercialización. Por consiguiente, procede la expropiación de terrenos, edificios, instalaciones y otros bienes, y la constitución de servidumbres generales o especiales de acuerdo con la Ley, que fueren necesarias para el desarrollo de esta industria.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO II), Arts. 870

CODIGO DE PROCEDIMIENTO CIVIL, CODIFICACION, Arts. 783

Art. 5.- Los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el País.

CAPITULO II

Dirección y Ejecución de la Política de Hidrocarburos

Art. 6.- Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.



Art. 7.- Corresponde al Ministro del Ramo someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos, en los siguientes aspectos:

- a) Aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos;
- b) Conservación de reservas;
- c) Bases de contratación para los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que proponga el Comité de Licitaciones;
- d) Comercio exterior de los hidrocarburos;
- e) Bases de contratación que proponga el Comité de Licitaciones;
- f) Inversión de utilidades de los contratistas;
- y,
- g) Régimen monetario, cambiario y tributario relacionados con los hidrocarburos.

Con respecto a las materias referidas, el Ministro establecerá la coordinación necesaria con los organismos pertinentes.

Nota: Literal c) reformado por Ley 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Literal c) por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Art. 32 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Literales c) y e) reformados por Art. 18 de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Nota: El Art. 13 de la Ley O, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010, Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos deroga el Art. 7 de esta Ley. Aparentemente existe un error y se estaría derogando el Art. 78.

Art. 8.- Sin perjuicio de la participación de las Fuerzas Armadas en el organismo que orientará la política petrolera del País, corresponde al Ministerio de Defensa Nacional, por inter-

medio del Comando Conjunto, por el carácter estratégico que tienen los hidrocarburos, emitir dictamen en los aspectos referentes a la seguridad nacional, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley de Seguridad Nacional.

Nota: El Art. 13 de la Ley O, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010, Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos deroga el Art. 8 de esta Ley. Aparentemente existe un error y se estaría derogando el Art. 78.

Art. 9.- El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones.

La industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Inciso 2do. reformado por Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 523 de 9 de Septiembre de 1994.

Nota: Inciso 3ro. agregado por Art. 33 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 10.- Los actos jurídicos de las institucio-

nes del sector podrán ser impugnados en sede administrativa o judicial. La impugnación en sede administrativa se hará de conformidad con el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva. En sede judicial, se tramitará ante los tribunales distritales de lo Contencioso - Administrativo.

Las controversias que se deriven de los contratos regidos por esta ley podrán ser resueltas mediante la aplicación de sistemas de mediación y arbitraje de conformidad con lo establecido en la ley y en el convenio arbitral correspondiente

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo sustituido por Art. 34 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

CONCORDANCIAS:

LEY DE ARBITRAJE Y MEDIACION, CODIFICACION, Arts. 4

Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).- Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento.

El representante legal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será el Director designado por el Directorio.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;
- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- d. Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- e. Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- i. Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- j. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial



en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Agencia y sus Regionales que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

Nota: Artículo reformado por Ley 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso tercero de este artículo, agrega por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Art. 35 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO PENAL, Arts. 565, 605

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 14

CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR 2008, Arts. 313, 315

Art. 12.- En la Secretaría de Hidrocarburos se conservará el Registro de Hidrocarburos, en el que deberán inscribirse:

- a) Las escrituras de constitución, prórroga o disolución de las empresas petroleras de nacionalidad ecuatoriana;
- b) Los instrumentos de domiciliación en el Ecuador de las empresas petroleras extranjeras;
- c) Los contratos sobre hidrocarburos que haya suscrito el Estado o celebre la Secretaría de Hidrocarburos;

d) Las cesiones parciales o totales de los derechos establecidos en los contratos antes señalados;

e) Los instrumentos que acrediten la representación legal de las empresas petroleras; y,

f) Las declaraciones de caducidad.

Para inscribir en este Registro a las empresas de nacionalidad ecuatoriana o la domiciliación de las extranjeras, deberán haberse cumplido las disposiciones de esta Ley, las de la Ley de Compañías, las del Código de Comercio y demás disposiciones legales pertinentes.

Al efectuarse una inscripción, se archivará copia certificada de las escrituras públicas o de las protocolizaciones que se presentaren.

El Ministerio cuando estime necesario podrá ordenar que se archive cualquier documento que se refiera a la situación legal de las empresas contratistas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 22

LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 5, 136, 146, 151, 252, 419

Art. 6-A.- Secretaría de Hidrocarburos (SH).- Créase la Secretaría de Hidrocarburos, SH, como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros. Para este efecto definirá

las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y excepcionalmente a las empresas privadas, nacionales e internacionales, sometidas al régimen jurídico vigente, a la Ley de Hidrocarburos y demás normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

El representante legal de la Secretaría de Hidrocarburos será el Secretario de Hidrocarburos, designado por el Ministro Sectorial.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Secretaría de Hidrocarburos, las siguientes:

- a. Suscribir, a nombre del Estado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial;
- b. Aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la presente Ley;
- c. Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y divulgarlas con las mejores prácticas internacionales;
- d. Evaluar el potencial hidrocarburífero del país;
- e. Mantener el Registro de Hidrocarburos;
- f. Administrar los contratos que suscriba y controlar su ejecución;
- g. Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación;
- h. Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le corresponda en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- i. Apoyar al Ministerio Sectorial en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos;
- j. Administrar la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos

y asegurar su preservación, integridad y utilización;

- k. Administrar y disponer de los bienes que por cualquier concepto se reviertan al Estado, por mandato de esta Ley;
- l. Fijar las tasas de producción de petróleo de acuerdo con los contratos y los reglamentos;
- m. Emitir informe previo a la autorización del Ministerio Sectorial para la transferencia o cesión de derechos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para las autorizaciones inherentes a las actividades de transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización, cuando corresponda;
- n. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial en las demás actividades hidrocarburíferas; y,
- o. Las demás que correspondan de conformidad con esta Ley y el Reglamento.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Secretaría de Hidrocarburos, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Secretaría y sus Sub Secretarías que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, Arts. 1, 2
CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR 2008, Arts. 57, 313, 315

CAPITULO III Formas Contractuales

Art. 12-A.- Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquéllos celebrados por el Estado



por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

La contratista, una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato, la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación, valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato, que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, en conformidad con las reglas previstas en la Ley de Régimen Tributario Interno.

La participación de la contratista también podrá ser recibida en dinero, previo acuerdo con la Secretaría de Hidrocarburos.

En caso de devolución o abandono total del área del contrato por la contratista, nada deberá el Estado y quedará extinguida la relación contractual.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 314

LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, CODIFICACION, Arts. 37, 41, 90, 91, 95

Art. 13.- Son contratos de asociación, aquellos en que la Secretaría de Hidrocarburos contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio, y en que la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes.

En el caso de abandono o devolución total de áreas por improductividad, nada deberá la Secretaría de Hidrocarburos a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1957, 1969, 2002, 2019

CODIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO SANCHEZ DE BUSTAMANTE, Arts. 35

Art. 14.- En los contratos de asociación se acordará la escala de participación de cada una de las partes en los resultados de la producción.

Si la empresa asociada, realizare gastos o inversiones superiores a los mínimos estipulados, no se alterará la escala de participación en los resultados de la producción que se hubiese fijado en el contrato de asociación.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1959, 1970, 1972, 1986

LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 208

Art. 15.- En los contratos de asociación se estipulará, cuando menos, sobre lo siguiente:

- a) Los órganos directivos y de administración;
- b) El plazo de duración del contrato;
- c) Las obligaciones mínimas de inversión y de trabajo;
- d) Las regalías, primas, derechos superficiales, obras de compensación y otras obligaciones similares;
- e) Las garantías que debe rendir la empresa asociada para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones;
- f) La extensión y la forma de selección de las áreas de explotación;
- g) Los derechos, deberes y responsabilidades del operador;
- h) Las relaciones de los asociados en la etapa de producción; e,
- i) Las formas, plazos y otras condiciones de las amortizaciones.

En todo contrato de asociación se establecerá el derecho de la Secretaría de Hidrocarburos de adquirir una participación efectiva en los derechos y acciones conferidos en esos contratos y en los activos adquiridos por los contratistas para los propósitos de dichos convenios. El pago del valor de los derechos adquiridos y obligaciones correspondientes se realizará de acuerdo con los términos y condiciones a ser determinados por las partes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 16.- Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

La contratista tendrá opción preferente de compra de la producción del área del contrato, a un precio que en ningún caso será inferior al precio de referencia definido en el artículo 71, no obstante se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones.

El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país.

El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR.

Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento



de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

Las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal.

La definición de la comercialidad de los yacimientos constará en las bases de contratación.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso segundo reformado, e incisos 4to., 5to. y 6to. sustituidos por incisos 4to. y 5to. Reforma dada por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 17.- Los contratos de obras o servicios específicos a que se refiere el inciso segundo del Art. 2 son aquéllos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en dinero, cuya cuantía y forma de pago será convenida entre las partes conforme a la Ley.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

CONCORDANCIAS:

CODIFICACION DEL CODIGO DEL TRABAJO, Arts. 13, 16, 32
LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, CODIFICACION, Arts. 97

Art. 17-A.- Además de las formas contractuales establecidas en el artículo 3, bajo la modalidad de contratos de operación, si conviniera a los intereses del Estado, la Secretaría de Hidrocarburos podrá contratar con empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en la materia, legalmente establecidas en el país, las que podrán formar entre sí asociaciones, la construcción y operación de oleoductos, poliductos, y gasoductos principales, terminales y plantas de procesamiento de hidrocarburos. Los poliductos, gasoductos, terminales y plantas de procesamiento podrán ser entregados para que sean operados por los contratistas. Al término del contrato para construcción y operación de las obras indicadas, se aplicará lo dispuesto en el artículo 29, inciso segundo.

De ser necesario, PETROECUADOR, promoverá, negociará, celebrará y administrará los contratos para la construcción y operación de la ampliación del actual Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), incluyendo los ramales que fueren necesarios para el transporte del petróleo crudo de la región amazónica hacia los terminales de exportación y centros de industrialización del país.

La operación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), caso de ser ampliado, podrá también ser asumida a través de un consorcio en el que participe PETROECUADOR. La adjudicación la hará el Comité de Licitaciones.

PETROECUADOR pagará a los operadores de terminales y plantas de procesamiento de acuerdo a lo convenido entre las partes en el respectivo contrato.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 18.- Las compañías de economía mixta que formare PETROECUADOR con los objetos señalados en los artículos 2 y 3, se sujetarán a las disposiciones de la Ley de Compañías y demás leyes pertinentes, en cuanto a su constitución y funcionamiento. El contrato social contemplará las estipulaciones sobre los puntos o materias enunciados en el artículo 15.

CONCORDANCIAS:

LEY DE COMPAÑÍAS, CODIFICACION, Arts. 146, 147, 151, 311

LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, CODIFICACION, Arts. 96

Art. 18-A.- Cuando por sí mismo el Estado ecuatoriano, a través de PETROECUADOR, realice actividades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, podrá seleccionar, sujetándose al procedimiento establecido en esta Ley, a las empresas individuales, uniones de empresas, consorcios o asociaciones más idóneas de entre las compañías de reconocida solvencia económica y competencia técnica en la industria hidrocarbúfera, para incrementar y optimizar la producción petrolera y maximizar la recuperación de sus reservas, así como, de ser el caso, para realizar actividades de exploración en las áreas que le pertenezcan.

La empresa o consorcio seleccionado realizará por su cuenta y riesgo las inversiones y transferencias tecnológicas. Las operaciones estarán a cargo de PETROECUADOR a través de su filial PETROPRODUCCION y/o la empresa o consorcio seleccionado. En ningún caso la participación del Estado ecuatoriano en la producción incremental será menor al cuarenta por ciento.

En cada concurso se podrá considerar porcentajes de participación mayores que el referido en el inciso precedente, en función de las características del yacimiento y de los factores de evaluación.

Se entenderá por producción incremental aquella por encima de la curva base de producción definida por PETROECUADOR que deberá considerar la tasa promedio anual histórica y la proyección futura que las actuales reservas probadas permitan.

En caso que la operación corriera a cargo de la empresa o consorcio seleccionado, ésta se realizará con el aporte del personal necesario de PETROPRODUCCION y de las instalaciones del campo respectivo, para tal efecto, entre las partes se celebrará el correspondiente convenio de operación.

La empresa privada cubrirá de la parte que le corresponda todos los costos, amortizaciones, depreciaciones, obligaciones patronales y participación laboral y otras que se determinen en cada contrato, así como las obligaciones tributarias de conformidad con la Ley.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: El texto anterior es previo a la publicación de la Ley Trole II.

Art. 18-A.- Son contratos de gestión compartida aquellos que suscriba el Estado ecuatoriano a través de Petroecuador, con empresas públicas o privadas nacionales o extranjeras o consorcios de empresa, con el propósito de incrementar y optimizar la producción de hidrocarburos, maximizar la recuperación de sus reservas y realizar actividades de exploración y explotación en el área del contrato.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: Artículo sustituido por Art. 36 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000.



Art. 18-B.- La participación financiera y técnica de las empresas seleccionadas se concretará en un contrato de operaciones especial de gestión compartida o consorcio previamente aprobado por el Comité de Licitaciones.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: El texto anterior es previo a la publicación de la Ley Trole II.

Art. 18-B.- El contrato será adjudicado por el Comité de Licitaciones, previa licitación pública internacional sobre la base del Sistema Especial de Licitación al que se refiere el artículo 19 de esta ley, a favor de la empresa o consorcio de empresas que ofreciere la mayor participación para el Estado. El porcentaje de participación del Estado se incrementará en función del aumento de la producción.

Las bases de licitación determinarán los requisitos y condiciones mínimas para la calificación de las empresas o consorcio de empresas participantes, entre los cuales se establecerá el pago de un bono al Estado.

Nota: Se sustituye en toda la Ley al Comité Especial de Licitaciones, CEL por el "Comité de Licitaciones". Reforma dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: Artículo sustituido por Art. 36 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000.

Art. 18-C.- El Comité de Licitaciones, convocará a concurso público, mediante tres publicaciones de prensa dentro y fuera del país, a

las empresas públicas o privadas de reconocida solvencia técnica y económica, con probada experiencia en las actividades materia de este contrato.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: El texto anterior es previo a la publicación de la Ley Trole II.

Nota: Se sustituye en toda la Ley al Comité Especial de Licitaciones, CEL por el "Comité de Licitaciones". Reforma dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 18-C.- La empresa o consorcio seleccionado deberá realizar, por su cuenta y riesgo, todas las inversiones, costos y gastos requeridos para el cumplimiento del objeto del contrato, hasta el punto de fiscalización. A partir de este punto se dividirán, entre las partes, la producción y todos los costos relacionados con su participación en la producción.

De la participación del Estado se pagarán las regalías correspondientes a la producción total fiscalizada, así como el impuesto aplicable a la producción para el Fondo para el Eco-desarrollo Regional Amazónico. La empresa seleccionada o cada empresa que forme el consorcio seleccionado, deberá pagar el impuesto a la renta que le corresponda de conformidad con la ley.

La devolución o abandono del área del contrato dará lugar a su terminación, sin que el Estado deba indemnizar suma alguna a la empresa o consorcio seleccionado.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: Artículo sustituido por Art. 36 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional

por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000.

Art. 18-D.- Para la adjudicación de cada contrato y con el Informe Técnico de PETROECUADOR, el Comité de Licitaciones preseleccionará las firmas que reúnan los requisitos de capacidad técnica, solvencia, financiera, económica y operativa; y, el cumplimiento cabal de sus obligaciones en el país.

Una vez preseleccionadas las empresas o consorcios el Comité de Licitaciones, les solicitará las propuestas técnico - económicas y en su evaluación considerará los siguientes factores:

1. La participación del Estado en la producción incremental;
2. Los programas de trabajo y montos de inversiones mínimos comprometidos;
3. El monto del bono no reembolsable para el Estado ecuatoriano a la firma del contrato;
4. La meta de producción y transferencia tecnológica; y,
5. Las correspondientes garantías y seguros.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 18-E.- Estos contratos incluirán en sus cláusulas principales: las partes contratantes, la duración de los contratos, la participación del Estado, los programas de trabajo e inversiones mínimos a ser ejecutados, el monto de las inversiones a ejecutarse, el pago de las obligaciones tributarias de conformidad con la Ley, las garantías de la empresa seleccionada para con PETROECUADOR, los órganos directivos de administración y fiscalización del contrato, la capacitación, la facultad de inspección y control y las demás que consten en los documentos precontractuales de la li-

citación aprobada para el efecto.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Art. 18-F.- Los documentos precontractuales del concurso público a ofertar en los que constará el procedimiento para la selección de la empresa y el contrato tipo que incluye la participación de cada socio en la producción incremental y sus costos serán aprobados por el Comité de Licitaciones, en el plazo máximo de 45 días, a partir de la fecha de publicación de esta Ley en el Registro Oficial.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 18-G.- En caso de que el Consorcio o Asociación descubriera nuevas reservas en yacimientos adyacentes al campo motivo del contrato, estas reservas no sumarán a la producción incremental, sino que será objeto de un nuevo contrato ya sea de participación o asociación.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

Art. 19.- La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos. Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará de conformidad con el Reglamento.



Las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el Comité de Licitaciones de conformidad con la Constitución y la Ley. Para las licitaciones el Ministerio Sectorial promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica.

Las resoluciones del Comité de Licitaciones causan ejecutoria.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso 3ro. literal c) reformado, e inciso final agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 267 de 10 de Mayo del 2006.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 20.- Cada contrato para exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos comprenderá un bloque con una superficie terrestre no mayor de doscientas mil hectáreas, dividido en lotes de superficie igual o menor a veinte mil hectáreas cada uno, de acuerdo con el trazado del Instituto Geográfico Militar; o un bloque con una superficie marina no mayor de cuatrocientas mil hectáreas dividido en lotes de superficie igual o menor a cuarenta mil hectáreas, de acuerdo con el trazado del Instituto Oceanográfico de la Armada.

Los lotes deberán ser de forma rectangular, con dos de sus lados orientados en dirección norte sur, salvo cuando los límites naturales o de otras áreas reservadas o contratadas lo impidan.

Al término del período de exploración la contratista podrá retener solamente las áreas

en donde se hubieren descubierto hidrocarburos comerciales, en lotes completos, seleccionados en la forma que se establezca en el plan de desarrollo, a menos que la contratista convenga con la Secretaría de Hidrocarburos, realizar nuevas actividades exploratorias en los tres primeros años del período de explotación. Si la contratista no realiza las actividades exploratorias comprometidas o no descubre yacimientos comerciales, deberá entregar al Estado las áreas retenidas. También revertirán al Estado los campos descubiertos en el período de explotación cuya productividad de hidrocarburos este comprobada y que no hayan sido desarrollados y puestos en producción dentro de los (5) años siguientes a la aprobación del plan de desarrollo del área.

Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, dada la naturaleza de su relación contractual, no están sujetos a los establecidos en el inciso precedente.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso 3ro. reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 21.- Si convinieren a los intereses del Estado, el Comité de Licitaciones, podrá adjudicar más de un contrato a un mismo contratista.

En caso de que un mismo contratista suscriba más de un contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos, para efectos del pago del impuesto a la renta, no podrá consolidar las pérdidas ocasionadas en un contrato con las ganancias originadas en otro.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de

Agosto de 1982.

Nota: Incisos tercero y cuarto de este artículo reformados por Decreto Ley de Emergencia No. 24, publicada en Registro Oficial 446 de 29 de Mayo de 1986.

Nota: Incisos 1ro. y 2do. derogados por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, CODIFICACION, Arts. 92

Art. 22.- Todo contratista o asociado que devolviera áreas al Estado, estará obligado a entregar a la Secretaría de Hidrocarburos todos los antecedentes, registros y estudios de carácter geológico, geofísico, de perforación o de cualquier naturaleza, relativos a las áreas devueltas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 23.- Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación del petróleo crudo, el período de exploración durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más, previa justificación de la contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos. La operación deberá comenzar y continuar en el terreno dentro de los seis (6) primeros meses a partir de la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos, inscripción que tendrá que realizarse dentro de los treinta (30) días de suscrito el contrato.

El período de explotación del petróleo crudo, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogable por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a lo que se establezca en el plan de desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado.

Para todo tipo de contrato relativo a la exploración y explotación de gas natural, se establecerán los términos y las condiciones técnicas y económicas de acuerdo a lo previsto en esta Ley en lo que fuere aplicable. El período de exploración podrá durar hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta por dos (2) años más previa justificación de la contratista y autorización de la Secretaría de Hidrocarburos. Posterior al período de exploración y antes de iniciar el período de explotación, la contratista tendrá derecho a un período de desarrollo del mercado y de construcción de la infraestructura necesarios para el efecto, cuya duración será de cinco (5) años prorrogables de acuerdo a los intereses del Estado, a fin de que la contratista, por sí sola o mediante asociación con terceros, comercialice el gas natural descubierto. El período de explotación de estos contratos podrá durar hasta veinte y cinco (25) años, prorrogable por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo a los intereses del Estado.

La contratista iniciará el período de explotación previa autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 24.- En caso de no haberse descubierto, durante el período de exploración, reservas de hidrocarburos comercialmente explotables, el contratista deberá obtener la autorización de la Secretaría de Hidrocarburos para dar por terminado el contrato.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.



Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 25.- En todos los contratos se exigirá un programa exploratorio, el mismo que se ejecutará en la forma que acuerden las partes.

Los contratistas o asociados llevarán a cabo las actividades relativas a la exploración del área contratada por medio de investigaciones geológicas, geofísicos, perforación de pozos y cualesquiera otras operaciones aceptadas por la industria petrolera para la exploración, con el fin de investigar totalmente el área y evaluar las trampas estructurales o estratigráficas descubiertas.

De haberse detectado trampas estratigráficas o estructurales, el contratista o asociado, deberá perforar por lo menos un pozo exploratorio por cada cien mil hectáreas o fracción superior a cincuenta mil, perforación que deberá alcanzar profundidades que penetren las formaciones geológicas potencialmente hidrocarburíferas. Igualmente, para áreas contratadas de cincuenta mil hectáreas o menores, el contratista o asociado tendrá la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio.

Se exigirá así mismo una inversión promedio en sucres no inferior al valor equivalente a ciento veinte y ciento ochenta dólares USA al cambio oficial vigente anuales por hectárea, en superficie terrestre y en superficie marina respectivamente, durante los tres primeros años del período de explotación, para cuyo efecto se tomará en cuenta solo el área reservada para la explotación. Las inversiones en los años sucesivos deberán ser acordadas entre las partes.

Nota: Inciso final de este artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Art. 26.- Las empresas extranjeras que deseen celebrar contratos contemplados en esta Ley

deberán domiciliarse en el País y cumplir con todos los requisitos previstos en las leyes.

Estas empresas extranjeras se sujetarán a los tribunales del País y renunciarán expresamente a toda reclamación por vía diplomática. Aquella sujeción y esta renuncia se considerarán implícitas en todo contrato celebrado con el Estado o con la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY DE COMPAÑÍAS, CODIFICACION, Arts. 5, 415, 418

Art. 27.- Antes de inscribirse el contrato, el contratista o asociado rendirá una garantía en dinero efectivo, en bonos del Estado o en otra forma satisfactoria, equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar durante el período de explotación.

La garantía será devuelta al contratista o asociado al pasar al período de explotación y una vez que hubiere demostrado que ha cumplido con todas las obligaciones del período de exploración o cuando se diere por terminado el contrato, previa justificación de no haber tenido resultados favorables en la exploración. Esta garantía se hará efectiva en caso de incumplimiento de cualesquiera de las obligaciones estipuladas para este período.

Art. 28.- Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del período de explotación, el contratista o asociado rendirá, en una de las formas señaladas en el artículo anterior, una garantía equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar en los tres primeros años de este período, la cual se reducirá en proporción directa al cumplimiento total del programa anual com-

prometido o se devolverá a la terminación del contrato por falta de producción comercial, debidamente justificada por el contratista y aceptada por .

El contratista o asociado perderá la garantía si no cumple las obligaciones contractuales en los tres primeros años del período de explotación, sin perjuicio del derecho de la Secretaría de Hidrocarburos de cobrar por la vía coactiva los valores que estuviere adeudando el contratista.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 29.- Al término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato, así como trasladar aquéllos que la Secretaría de Hidrocarburos señale, a los sitios que ella determine. Si la terminación del contrato se produjere en el período de exploración, el contratista o asociado entregará a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura.

Asimismo, al término de un contrato, para fines de refinación, transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, almacenamiento y comercialización, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa, el contratista o asociado deberá entregar a la Secretaría de Hidrocarburos, sin costo y en buen estado de

conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato.

Sin embargo, durante los diez últimos años del plazo de un contrato, la Secretaría de Hidrocarburos podrá convenir con el contratista o asociado, inversiones con formas especiales de amortización y con pago de la parte no amortizada, al término del plazo del contrato.

Los contratistas de obras o servicios específicos, los transportistas y los distribuidores de derivados de hidrocarburos, al por mayor y al por menor, no están sujetos a las disposiciones constantes en este artículo.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 30.- Los contratistas o asociados no podrán enajenar, gravar o retirar, en el curso del contrato, parte alguna de los bienes a que se refiere el artículo anterior, sin autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero.

La negligencia, el descuido o el dolo en la conservación de los bienes referidos en aquél artículo, que son propiedad virtual del Estado, acarrearán responsabilidad civil y penal de acuerdo con las leyes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 9, 29

Art. 31.- PETROECUADOR y los contratistas



tas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

a) Emplear en el plazo de seis meses de iniciadas las operaciones, sea que las realicen directamente o a través de contratos, un mínimo de ecuatorianos de: noventa y cinco por ciento en el personal de obreros, noventa por ciento en el personal de empleados administrativos y setenta y cinco por ciento en el personal técnico, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles. En el plazo de dos años el noventa y cinco por ciento del personal administrativo deberá ser ecuatoriano;

Adicionalmente el contratista de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, realizará un programa de capacitación técnica y administrativa, en todos los niveles, de acuerdo al Reglamento de esta Ley, a fin de que en el lapso de los primeros cinco años del período de explotación, la ejecución de las operaciones sea realizada íntegramente por trabajadores y empleados administrativos ecuatorianos y por mínimo de noventa por ciento de personal técnico nacional. El diez por ciento de personal técnico extranjero fomentará la transferencia de tecnología al personal nacional.

b) Someter a la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los planes de exploración y desarrollo de yacimientos o de otras actividades industriales, antes de iniciar su ejecución;

c) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos, trimestralmente o cuando lo solicite, informes sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción, de evaluación y estimación de reservas, y demás actividades acompañando los planos y documentos correspondientes;

d) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos cuando se lo requiera, datos económicos relativos a cualquier aspecto de la exploración, de la explotación y de otras actividades industriales o comerciales, y sobre los costos

de tales operaciones;

e) Emplear maquinaria moderna y eficiente, y aplicar los métodos más apropiados para obtener la más alta productividad en las actividades industriales y en la explotación de los yacimientos observando en todo caso la política de conservación de reservas fijada por el Estado;

f) Sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos, señaladas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

g) Franquear al uso público según lo requiera la Secretaría de Hidrocarburos, las vías de comunicación, aeropuertos, puertos marítimos y fluviales, que construyeren.

h) Presentar dentro de los tres primeros años del período de exploración, el mosaico aerofotogramétrico de la zona terrestre contratada, utilizando la escala y las especificaciones que determinare el Instituto Geográfico Militar. El levantamiento aerofotogramétrico, si no estuviere hecho, se realizará por intermedio o bajo el control del Instituto y los negativos serán de propiedad del Estado;

i) Delimitar definitivamente el área contratada y entregar el documento cartográfico correspondiente, dentro de los cinco primeros años del período de explotación, siguiendo métodos geodésicos u otros métodos científicos, según el Reglamento de la Secretaría de Hidrocarburos. En este trabajo intervendrá, por parte del Estado, el Instituto Geográfico Militar o el Instituto Oceanográfico de la Armada, según sea el caso. De existir dicho documento cartográfico, la compañía tiene la obligación de actualizarlo.

j) Contribuir, durante el período de exploración, para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas, en el País o en el extranjero, de estudios especializados en la industria de hidrocarburos. Este aporte será administrado por el Instituto de Crédito Educativo;

k) Presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, hasta el primero de diciembre de cada año, un detallado programa de las actividades a realizarse en el año ca-

lendarlo siguiente, incluyendo el presupuesto de inversiones.

Además, en el período de explotación, el contratista deberá, presentar anualmente para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos, el programa quinquenal actualizado de las actividades a desarrollar, incluyendo su presupuesto, conjuntamente con el programa operativo mencionado en el inciso anterior.

l) Presentar, asimismo, en el primer mes de cada año, un informe detallado de las operaciones realizadas en el año inmediato anterior, incluyendo datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal y demás pormenores de los trabajos.

m) Llevar en Idioma Castellano y en forma actualizada la contabilidad financiera y de costos, con los respectivos registros y comprobantes, y conservarlos durante el período del contrato, y diez años después, de acuerdo con las normas legales, los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas específicas que imparta la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Adicionalmente se presentará una copia de la contabilidad que utilice la contratista en el idioma de su país de origen, si fuere del caso.

n) Presentar a la Secretaría de Hidrocarburos, dentro del primer trimestre de cada año, el balance general, la cuenta de resultados y los inventarios, correspondientes al ejercicio económico del año calendario inmediato anterior;

o) Invertir un mínimo del diez por ciento de sus utilidades netas, según los resultados de los estados financieros, en el desenvolvimiento de la misma o de otras industrias de hidrocarburos en el País. Esta inversión podrá también efectuarse en la forma de adquisición de bonos del Estado o de suscripción de acciones para la formación de nuevas empresas o de aumentos de capital en empresas

nacionales que, a juicio de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, sean de interés para el desarrollo económico del País.

p) Construir viviendas higiénicas y cómodas para los empleados y obreros en los campamentos estables de trabajo, según planos y especificaciones aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos;

q) Proporcionar facilidades de alojamiento, alimentación y transporte, en los campamentos de trabajo, a los inspectores y demás funcionarios del Estado;

r) Recibir estudiantes o egresados de educación técnica superior relacionada con la industria de hidrocarburos, en el número y por el tiempo que se acuerde con la Secretaría de Hidrocarburos, para que realicen prácticas y estudios en los campos de trabajo e industrias, corriendo por cuenta de las empresas los gastos de transporte, alojamiento, alimentación y atención médica;

s) Presentar para la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos los planes, programas y proyectos y el financiamiento respectivo para que las actividades de exploración y explotación no afecten negativamente a la organización económica y social de la población asentada en las áreas donde se realicen las mencionadas actividades y a todos los recursos naturales renovables y no renovables locales. Igualmente, deberá planificarse los nuevos asentamientos poblacionales que fueren necesarios. Para la antedicha aprobación la Secretaría de Hidrocarburos contará con los informes de los organismos de desarrollo regional respectivos y del Ministerio de Bienestar Social.

t) Conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente y de la seguridad del país y con relación a la práctica internacional en materia de preservación de la riqueza ictiológica y de la industria agropecuaria. Para el efecto, en los contratos, constarán las garantías respectivas de las empresas contratistas.

u) Elaborar estudios de impacto ambiental y



planes de manejo Ambiental para prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales y sociales derivados de sus actividades. Estos estudios deberán ser evaluados y aprobados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los organismos de control ambiental y se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificadas para el efecto.

Nota: Literales a), k), m), s) y t) de este artículo, reformados por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Literales p) y r) reformados por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Literal u) agregado por Art. 37 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Incluida Fe de Erratas, publicada en Registro Oficial 789 de 18 de Julio de 1984.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 38

LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, CODIFICACION, Arts. 90

LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 22, 27

Art. 31-A.- Si conviniere a los intereses del Estado, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán ser modificados por acuerdo de las partes contratantes y previa aprobación del Ministerio Sectorial.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Disposición Final Segunda de Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 48 de 16 de Octubre del 2009.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, pu-

blicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CAPITULO IV

Petróleo Crudo y Gas Natural

Art. 32.- El Estado autoriza, de acuerdo con las formas contractuales previstas en esta Ley, la explotación de petróleo crudo y/o gas natural, CO₂ o sustancias asociadas; por lo tanto, los contratistas o asociados, tienen derecho solamente sobre el petróleo crudo y/o gas natural, CO₂ o sustancias asociadas que les corresponda según dichos contratos.

Los contratistas que celebren contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de gas natural libre si encontraren en el área del contrato, yacimientos comercialmente explotables.

A su vez, los contratistas que celebren contratos para la exploración y explotación de gas natural libre, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de petróleo crudo si encontraren, en el área del contrato, yacimientos petrolíferos comercialmente explotables.

La explotación de yacimientos de petróleos pesados menores de quince grados API, debido a las técnicas especiales que se requieren para su exploración, extracción y transformación en el sitio, a los subproductos minerales que originan y a las industrias conexas a que da lugar, será objeto de una planificación económica integral a cargo del Ministerio del Ramo. Esta clase de explotación estará exenta del pago del valor equivalente a las regalías.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Incluida Fe de Erratas, publicada en Registro Oficial 789 de 18 de Julio de 1984.

Nota: Inciso primero reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 33.- Para el abastecimiento de las plantas refinadoras, petroquímicas e industrias establecidas en el País, la Secretaría de Hidrocarburos podrá exigir a los contratistas o asociados, cuando lo juzgue necesario, el suministro de un porcentaje uniforme del petróleo que les pertenece y efectuar entre ellos las compensaciones económicas que estime convenientes, para que esas plantas se abastezcan con el petróleo crudo que sea el más adecuado, en razón de su calidad y ubicación.

Nota: Inciso tercero de este artículo derogado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso 2do. derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 34.- El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado, y solo podrá ser utilizado por los contratistas o asociados en las cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.

En yacimientos de condensado o de elevada relación gas - petróleo, la Secretaría de Hidrocarburos podrá exigir la recirculación del gas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 35.- El Estado, a través de la Secretaría de Hidrocarburos, en cualesquiera de las formas establecidas en el artículo 2 de esta Ley, podrá celebrar contratos adicionales con sus respectivos contratistas o asociados o nuevos contratos con otros de reconocida capacidad técnica y financiera para utilizar gas proveniente de yacimientos petrolíferos, con fines

industriales o de comercialización, y las Empresas Públicas de Hidrocarburos podrán extraer los hidrocarburos licuables del gas que los contratistas o asociados utilizaran en los casos indicados en el artículo anterior.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 36.- Los contratistas o asociados entregarán a PETROECUADOR, sin costo, el gas proveniente de yacimientos de condensado, no utilizado para los casos previstos en el artículo 34, que PETROECUADOR requiera para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole. PETROECUADOR pagará solamente los gastos de adecuación que, para dicha entrega, realicen los contratistas o asociados.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Art. 37.- Los yacimientos de condensado o de elevada relación gas - petróleo se considerarán yacimientos de gas libre, siempre que, a juicio de la Secretaría de Hidrocarburos, resulte antieconómica la sola producción de sus hidrocarburos líquidos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 38.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art. 39.- Los excedentes de gas que no utilicen PETROECUADOR ni los contratistas o asociados, o que no pudieren ser reinyectados en los respectivos yacimientos, serán motivo de acuerdos especiales o se estará a lo que dispongan los reglamentos.
Los contratistas o asociados no podrán des-



perdiciar el gas natural, arrojándolo a la atmósfera o quemándolo, sin autorización de la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 40.- Los depósitos superficiales de asfalto y de tierras impregnadas de hidrocarburos son de propiedad del Estado, y su explotación esta sujeta a la Ley de Exploración y Explotación de Asfaltos.

Art. 41.- Las sustancias que se encuentren asociadas a los hidrocarburos y que sean comercialmente aprovechables, podrán ser recuperadas y explotadas solo por PETROECUADOR, en cualesquiera de las formas contempladas en esta Ley.

Art. 42.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art. 43.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

CAPITULO V Ingresos Estatales

Art. 44.- El Estado percibirá, por concepto de la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, por lo menos los siguientes ingresos: primas de entrada, derechos superficiales, regalías, pagos de compensación, aportes en obras de compensación, participación en los excedentes de los precios de venta del petróleo y por concepto de transporte, participación en las tarifas.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 42, publicada en Registro Oficial Suplemento 257 de 25 de Abril del 2006.

Art. 45.- Como prima de entrada para la explotación de hidrocarburos, el Estado perci-

birá, dentro de los treinta días siguientes a la fecha de inscripción del contrato respectivo en el Registro de Hidrocarburos, una cantidad mínima de cincuenta sucres por hectárea.

Art. 46.- Durante el período de exploración, el Estado recibirá un derecho superfiario no menor de diez sucres por hectárea y por año. El pago se hará por todo el año dentro del mes de Enero. En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos.

Art. 47.- Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del período de explotación, el Estado recibirá, por concepto de prima de entrada, no menos de ciento cincuenta sucres por hectárea de superficie que se retenga para tal período.

Art. 48.- Durante el período de explotación, el Estado percibirá, por hectárea y por año, un derecho superfiario no menor de cincuenta sucres en los primeros cinco años y de cien sucres a partir del sexto año.

Este pago se hará en la misma forma establecida en el artículo 46.

Art. 49.- El Estado recibirá mensualmente una regalía no inferior al doce y medio por ciento sobre la producción bruta de petróleo crudo medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección, después de separar el agua y materias extrañas, cuando la producción promedial del mes respectivo no llegue a treinta mil barriles diarios. La regalía se elevará a un mínimo de catorce por ciento cuando la producción promedial en el mes, sea de treinta mil o más y no llegue a sesenta mil barriles diarios; y subirá a un mínimo de dieciocho y medio por ciento, cuando la producción promedial en el mes sea de sesenta mil o más barriles por día.

Los porcentajes de regalías antes mencionados se aplicarán a la producción conjunta de

cada empresa y de sus filiales, subsidiarias y asociadas, así como a consorcios de empresas y sociedades de hecho.

Por el gas de los yacimientos de gas libre y por los productos que de él se obtengan, se pagará mensualmente una regalía mínima de dieciséis por ciento.

Las formas de medición y las tolerancias de impurezas serán determinadas en el reglamento.

En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos los contratistas como Operadores, no están sujetos al pago de regalías. La totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad del Estado.

En los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, de la participación del Estado en la producción del área del contrato, se destinará el porcentaje equivalente a las regalías que corresponda a los partícipes.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso final agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Inciso quinto sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 50.- Las regalías podrán ser cobradas, a elección de la Secretaría de Hidrocarburos, en especie o en dinero, o parte en especie y parte en dinero.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 51.- En caso de que la Secretaría de Hidrocarburos decidiera percibir la regalía en

dinero, los precios para calcularla serán fijados conforme con lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta Ley.

Del valor de la regalía así calculado se descontarán los gastos de transporte, los gravámenes y las tasas que afecten directamente a la exportación de los hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 52.- Para los fines del contrato, por concepto de utilización de las aguas y de los materiales naturales de construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, los contratistas o asociados pagarán anticipadamente, dentro de los primeros treinta días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, las cantidades mínimas de veinte y cuatro mil dólares, durante el período de exploración, y se sesenta mil dólares durante el período de explotación, al cambio oficial vigente. Ambos valores tendrán el carácter de no reembolsables en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos.

En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos. En las operaciones costa afuera no habrá lugar a este pago.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Art. 53.- Todo contrato deberá establecer la obligación de efectuar, al entrar al período de explotación, como compensación, obras según los planes del gobierno, por un determinado valor, de acuerdo con el tamaño del área contratada y de su proximidad a yacimientos descubiertos. En ningún caso, esta aportación será inferior a doscientos sucres por hectárea del área reservada, y se la inver-



tirá en un plazo no mayor de cinco años.

Art. 54.- Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos están exentos del pago de primas de entrada, derechos superficiares, regalías y aportes en obras de compensación; debiendo pagar anualmente al Estado, desde el inicio del período de explotación, una contribución no reembolsable equivalente al uno por ciento del monto del pago por los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos en el campo de los hidrocarburos y, en general de la Minería, por parte del Ministerio del Ramo.

Las contratistas que tuvieren contratos de servicios específicos, de explotación y exploración adicional de campos marginales o de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, están exentos del pago de regalías, primas de entrada, derechos superficiares, aportes en obras de compensación y la contribución prevista en el inciso anterior.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso 2do. agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993. Incluida Fe de Erratas a Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 344 de 24 de Diciembre de 1993.

CONCORDANCIAS:

LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO, CODIFICACION, Arts. 91, 92, 93

Art. 55.- El Estado percibirá una participación, conforme con lo dispuesto en el Capítulo VI de esta Ley, en las tarifas de transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos.

Art. Participación del Estado en los exce-

dentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos.- Las compañías contratistas que mantienen contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes con el Estado ecuatoriano de acuerdo con esta Ley, sin perjuicio del volumen de petróleo crudo de participación que les corresponde, cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato y expresado a valores constantes del mes de la liquidación, reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios. Para los propósitos del presente artículo, se entenderá como ingresos extraordinarios la diferencia de precio descrita multiplicada por el número de barriles producidos.

El precio del crudo a la fecha del contrato usado como referencia para el cálculo de la diferencia, se ajustará considerando el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central del Ecuador.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 42, publicada en Registro Oficial Suplemento 257 de 25 de Abril del 2006.

Art. 56.- Los contratistas o asociados deberán dar las facilidades necesarias para los controles y fiscalizaciones por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el que podrá proceder a la revisión retroactiva de los datos y registros, según los requerimientos del caso.

Las auditorías realizadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, ya sea directamente o mediante la contratación de auditores independientes de probada competencia, previamente calificados por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, serán actos administrativos vincu-

lantes y se considerarán firmes, a menos que se ejerza el derecho de impugnación de conformidad con la Ley.

Nota: Inciso 2do. agregado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CAPITULO VI Transporte

Art. 57.- El transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos tiene el carácter de servicio público.

Art. 58.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art. 59.- La construcción de oleoductos y gasoductos será supervisada y fiscalizada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con el fin de verificar el cumplimiento de los programas, proyectos y presupuestos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 60.- La Secretaría de Hidrocarburos autorizará que contratistas de explotación construyan oleoductos secundarios para el transporte de petróleo hasta los centros de recolección, o para conectarse con oleoductos principales.

En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, los contratistas construirán los ductos secundarios que fueren necesarios para transportar los hidrocarburos hasta un ducto principal, debiendo ser reembolsados los correspondientes valores legalmente justificados junto con las demás inversiones del

contratista.

En las operaciones costa afuera todos los ductos que fueren necesarios para evacuar los hidrocarburos hasta los centros de comercialización y de industrialización, serán construidos por el mismo contratista y reembolsados junto con las demás inversiones del contrato.

En caso de que se justifique económicamente la construcción o utilización, por más de un contratista, de ductos secundarios, su costo será compartido entre los respectivos contratistas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 61.- El funcionamiento inicial de un oleoducto o de un gasoducto requerirá un permiso de operación la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, el que será otorgado previo informe técnico de eficiencia y seguridad.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 62.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero fijará las tarifas que se cobrarán a las empresas usuarias de los sistemas de oleoductos, poliductos y gasoductos, tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones conforme a la práctica petrolera internacional.

En los ductos principales privados, las tarifas serán acordadas entre el usuario, entre los



que se podrá incluir a las Empresas Públicas, y la operadora del sistema de transporte.

Las tarifas que pagarán las Empresas Públicas a los operadores de los oleoductos, poliductos y gasoductos serán establecidas en los respectivos contratos que celebren con el operador del sistema correspondiente.

Las tarifas que cobrará PETROECUADOR a las empresas usuarias del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) ampliado las fijará la Agencia de Regulación y Control tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones incluyendo las del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) existente, conforme la práctica petrolera internacional.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Segundo inciso sustituido por Art. 47 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS, Arts. 4

Art. 63.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art. 64.- El Estado y PETROECUADOR tendrán preferencia para el transporte de sus hidrocarburos por los oleoductos y gasoductos de su propiedad pagando las tarifas establecidas y armonizando sus requerimientos con los de las empresas productoras.

Los términos y condiciones para el transporte de hidrocarburos por ductos principales privados se establecerán, exclusivamente,

mediante convenios celebrados entre operadoras y usuarios, los que tendrán derecho prioritario de acceso para el transporte por dichos ductos, de los volúmenes de hidrocarburos contratados por cada uno de ellos, incluyendo la participación del Estado en los respectivos contratos de exploración y explotación, en iguales términos y condiciones. De haber capacidad excedente a la comprometida en dichos convenios, la operadora deberá ofrecerla al mercado, en términos y condiciones, similares para todos los posibles interesados, teniendo el Estado, derecho preferente para contratar esta capacidad excedente en los términos y condiciones ofertados.

Nota: Artículo reformado por Art. 49 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000.

Art. 64-A.- Para la ampliación de ductos principales privados, las partes acordarán los términos y condiciones de la ampliación, entre los que se incluirán los relativos a las tarifas, con un margen razonable que contemple el precio del transporte vigente, más un porcentaje que atienda a la amortización de la inversión efectuada en dicha ampliación. En todo caso, de no haber acuerdo se observará lo dispuesto en los artículos 3 y 62 de esta Ley.

Nota: Artículo agregado por Art. 48 de Ley No. 4, publicada en Registro Oficial Suplemento 34 de 13 de Marzo del 2000.

Art. 65.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero establecerá las tarifas para el transporte terrestre de hidrocarburos y derivados y coordinará, con la Dirección de la Marina Mercante y del Litoral, la fijación de tarifas para el transporte marítimo.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 66.- El transporte marítimo de hidrocarburos y derivados deberá efectuarse pre-

ferentemente en naves de bandera nacional, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Reserva de Carga y en la Ley General de Tráfico Marítimo, y considerando la competencia internacional.

Art. 67.- En el transporte de hidrocarburos no podrán otorgarse privilegios ni tarifas preferenciales.

CAPITULO VII Comercialización

Art. 68.- El almacenamiento, distribución y venta al público en el país, o una de estas actividades, de los derivados de los hidrocarburos será realizada por PETROECUADOR o por personas naturales o por empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en esta materia y legalmente establecidas en el país, para lo cual podrán adquirir tales derivados ya sea en plantas refinadoras establecidas en el país o importarlos.

En todo caso, tales personas y empresas deberán sujetarse a los requisitos técnicos, normas de calidad, protección ambiental y control que fije la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, con el fin de garantizar un óptimo y permanente servicio al consumidor.

El almacenamiento, la distribución y la venta de los derivados en el país, constituyen un servicio público que por su naturaleza no podrá ser suspendido por las personas naturales o por las empresas nacionales o extranjeras que lo realicen.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO PENAL, Arts. 158

Art. 69.- La distribución de los productos

será realizada exclusivamente por PETROECUADOR, quien actuará por sí misma o mediante las formas contractuales establecidas en esta Ley.

La venta al público podrá ser ejercida por personas naturales o jurídicas a nombre de PETROECUADOR, las cuales suscribirán los correspondientes contratos de distribución con la empresa filial respectiva, que garanticen un óptimo y permanente servicio al consumidor, de acuerdo con las disposiciones de esta Ley y las regulaciones que impartiere la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 70.- Además de PETROECUADOR, cualquier persona natural o jurídica domiciliada o establecida en el país podrá importar o exportar hidrocarburos sujetándose a los requisitos técnicos, normas de calidad y control que fije la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Las normas de protección ambiental serán las establecidas en las leyes así como las establecidas en conjunto por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y las respectivas municipalidades. Las contratistas bajo las modalidades de asociación y participación podrán exportar la parte de crudo que les corresponde, sujetándose a los requisitos que sobre los aspectos señalados en la Ley determine la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para la exportación. Si por causas imputables a la empresa contratista, no se exportaren los hidrocarburos que le corresponden, dentro del plazo convenido con el Estado ecuatoriano, el Estado podrá asumir la exportación acreditando los valores correspondientes a la contratista.

Si por fuerza mayor o situación de emergen-



cia, se produjere desabastecimiento de hidrocarburos para el mercado interno, se aplicará lo previsto en la Ley de Seguridad Nacional.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1957
CODIGO PENAL, Arts. 437, 437

CAPITULO VIII Fijación de precios

Art. 71.- Las regalías, el impuesto a la renta, las participaciones del Estado y, en general, los gravámenes dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo, se regularán por los precios efectivos de venta o de referencia, según las circunstancias imperantes.

El valor equivalente a la regalía, que corresponda pagar a PETROECUADOR, y las participaciones de las entidades estatales dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo, se regularán por los precios efectivos de venta FOB de dichos hidrocarburos. Los que correspondan a las compañías, se regularán de conformidad con lo dispuesto en el inciso anterior.

El precio de referencia de los hidrocarburos será el precio promedio ponderado del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizadas por PETROECUADOR, de calidad equivalente. En el caso del gas natural se considerará el precio de referencia de los energéticos sustituibles.

Los precios de referencia podrán ser discutidos con las empresas productoras, con el fin de analizarlos y revisarlos, cada vez que

nuevas condiciones, que afecten a los factores mencionados, lo hagan necesario o lo justifiquen.

Las regalías y el equivalente a las regalías que deban pagar las compañías y PETROECUADOR, respectivamente, por los consumos propios y las pérdidas de hidrocarburos en sus operaciones normales, se regularán por los precios de venta en el mercado interno del País.

Nota: Inciso 3ro. reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art. 72.- Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo al Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993. Incluida Fe de Erratas a Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 344 de 24 de Diciembre de 1993.

Art. 73.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

CAPITULO IX Caducidad de los contratos de exploración y explotación

Nota: Denominación de Capítulo sustituida por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Art. 74.- El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista:

1. Dejare de pagar las regalías, primas de entrada, derechos superficiarios, participaciones y otros compromisos establecidos en la Ley o en el contrato; o dejare de cumplir cua-

lesquiera de las obligaciones determinadas en el artículo 31;

2. No depositare las cauciones o garantías a que se hubiese obligado en la forma y en los plazos estipulados en el contrato;

3. No iniciare las operaciones de exploración según lo previsto en el contrato o si una vez iniciadas las suspendiere por más de sesenta días sin causa que lo justifique, calificada por la Secretaría de Hidrocarburos.

4. Suspendiere las operaciones de explotación por más de treinta días, sin justa causa, previamente calificada por la Secretaría de Hidrocarburos, salvo fuerza mayor o caso fortuito que deberán avisarse a la Secretaría de Hidrocarburos, en un plazo máximo de diez días;

5. No reiniciare, en un plazo máximo de treinta días, las operaciones de explotación, una vez desaparecidas las causas que motivaron la suspensión;

6. No invirtiere las cantidades mínimas anuales, no realizare las perforaciones o no efecture las tareas para los períodos de exploración y explotación, según lo establecido en el contrato;

7. Obstar o dificultare la vigilancia y fiscalización que deben realizar los funcionarios autorizados del Estado, o no proporcionare los datos y demás informaciones sobre cualesquiera otros asuntos de la actividad petrolera que le compete;

8. Incurriere en falsedades de mala fe o dolosas, en las declaraciones o informes sobre datos técnicos de exploración, explotación, actividades industriales, transporte o comercialización, o sobre datos económicos relacionados con las inversiones, costos o utilidades;

9. No efectuare las inversiones de utilidades estipuladas en el contrato;

10. Hubiese empleado fraude o medios ilegales, en la suscripción del contrato;

11. Traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;

12. Integrare consorcios o asociaciones para las operaciones de exploración o explotación,

o se retirare de ellos, sin autorización del Ministerio; y,

13. Reincidiere en infracciones a la Ley y sus reglamentos.

14. Provocare, por acción u omisión, daños al medio ambiente, calificados por el Ministerio Sectorial; siempre que no los remediaré conforme a lo dispuesto por la autoridad competente.

Nota: Numerales 3 y 4 reformados por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (TITULO PRELIMINAR), Arts. 9

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1460, 1697, 1698

LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 21

CODIGO DE DERECHO INTERNACIONAL PRIVADO SANCHEZ DE BUSTAMANTE, Arts. 183

Art. 75.- La declaración de caducidad de un contrato implica la inmediata devolución al Estado de las áreas contratadas, y la entrega de todos los equipos, maquinarias y otros elementos de exploración o de producción, instalaciones industriales o de transporte, sin costo alguno para la Secretaría de Hidrocarburos y, además, la pérdida automática de las cauciones y garantías rendidas según la Ley y el contrato, las cuales quedarán en favor del Estado.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 76.- Previamente a la declaración de caducidad de un contrato, el Ministerio del



Ramo notificará al contratista fijándole un plazo no menor de treinta ni mayor de sesenta días, contado desde la fecha de la notificación, para el cumplimiento de las obligaciones no atendidas o para que desvanezca los cargos.

CAPITULO ...

De las infracciones y sanciones administrativas

Nota: Denominación de Capítulo agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Art. 77.- El incumplimiento de los contratos suscritos por el Estado ecuatoriano para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, y/o la infracción de la Ley y/o de los reglamentos, que no produzcan efectos de caducidad, serán sancionados en la primera ocasión con una multa de hasta quinientas remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda ocasión con multa de quinientas a un mil remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; y, la tercera ocasión con multa de un mil a dos mil remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general, la misma que será impuesta por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de forma motivada, utilizando criterios de valoración objetivos, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de ventas, perjuicio al Estado y al consumidor y otros que se consideren pertinentes guardando proporcionalidad con la infracción, de conformidad con lo que se establezca en el Reglamento.

Nota: Artículo sustituido por Art. 24 de Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Art. 38 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1505, 1571

Art. 78.- La adulteración en la calidad, precio o volumen de los derivados de petróleo, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles, será sancionado por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la primera ocasión, con una multa de veinticinco a cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda ocasión, con multa de cincuenta a cien remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la suspensión de quince días de funcionamiento del establecimiento; y, la tercera ocasión con multa de cien a doscientas remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la clausura definitiva del establecimiento.

Cuando los responsables de las irregularidades descritas en el inciso anterior sean las comercializadoras de combustibles, incluido gas licuado de petróleo y biocombustibles, las multas serán multiplicadas por diez.

Para efecto de determinar la calidad del combustible líquido derivado de hidrocarburos, incluido gas licuado de petróleo o biocombustible, PETROCOMERCIAL abastecedora, o quien haga sus veces, dará las facilidades necesarias para que el organismo calificado, de acuerdo con la Ley del Sistema Ecuatoriano de Calidad, certifique su calidad previa al abastecimiento a la comercializadora.

El certificado de calidad incluido el uso de trazadores de identificación inequívoca del combustible vendido en cada terminal, será

otorgado por alguna de las verificadoras autorizadas a operar en el país y aplicando las normas nacionales e internacionales de calidad. La muestra y el análisis deberán someterse a las normas internacionales vigentes para tales procesos.

El que deliberada y maliciosamente rompiere el sello de seguridad fijado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en los surtidores de expendio de combustibles al público o de cualquier forma alterare los sistemas mecánicos, eléctricos o electrónicos, con el objeto de disminuir las cantidades de expendio, será sancionado con una multa de hasta veinticinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la primera ocasión; de veinticinco hasta cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la segunda ocasión; y, de cincuenta hasta setenta y cinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general la tercera ocasión. La multa se impondrá de forma motivada, utilizando criterios de valoración objetivos, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de ventas, perjuicio al Estado y al consumidor y otros que se consideren pertinentes guardando proporcionalidad con la infracción, de conformidad con lo que se establezca en el Reglamento.

Se considera circunstancia agravante, que quien incurra en esta infracción sea el propietario o el administrador responsable de una estación de servicio; en este caso las multas se duplicarán. Tales propietarios o administradores no serán responsables por los actos maliciosos de terceros.

De las sanciones impuestas por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, se podrá apelar ante el Ministro del ramo. Para el cobro de las multas previstas en esta Ley, se otorga jurisdicción coactiva a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de conformidad con lo dispuesto

en el Código de Procedimiento Civil.

Para la apelación o interposición de cualquier otro recurso, se acompañará el documento que justifique el pago de la multa impuesta, caso contrario será denegado.

Para los efectos de este artículo y los siguientes, las autoridades, dignatarios, servidores, empleados y trabajadores de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que realizan funciones de control del cumplimiento de las normas de esta Ley, presentarán su declaración patrimonial juramentada al inicio y término de sus funciones, debiendo actualizarla anualmente. La omisión o incumplimiento de esta obligación será causal para la destitución, remoción o terminación del vínculo contractual con quien omitiere o incumpliere.

Nota: Artículo sustituido por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Inciso 1ro. reformado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo reformado por Art. 39 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Nota: El Art. 13 de la Ley O, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010, Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos deroga los Artículos 7 y 8 de esta Ley. Aparentemente existe un error y se estaría derogando el Art. 78.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1572
CODIGO PENAL, Arts. 367, 547, 548, 565, 598



CODIGO DE PROCEDIMIENTO CIVIL, CODIFICACION, Arts. 941

Art. (1)...- Para efectos de la aplicación de esta Ley, son sujetos de control quienes realicen actividades de abastecimiento, envasado, comercialización, distribución, almacenamiento, transporte, industrialización e importación de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Art. (2)...- Ningún sujeto de control podrá destinar los combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, incluido el gas licuado de petróleo y los biocombustibles, a un uso diferente para el que fueron adquiridos. Tampoco podrán comercializarlos, incumpliendo el contenido de los documentos que justifican su adquisición.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Art. (3)...- Los sujetos sometidos a control de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que se hallen incursos en las prohibiciones establecidas en el artículo anterior, serán sancionados de la siguiente manera:

El infractor será sancionado por el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero o su delegado, la primera vez con multa de quince a veinticinco remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general; la segunda vez con multa de veinticinco a cincuenta remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la tercera vez con el máximo de la multa y la revocatoria definitiva del permiso de operación correspondiente.

Para este efecto el gas licuado de petróleo se clasifica en gas de uso doméstico, gas de uso

comercial, gas de uso industrial y gas de uso vehicular.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. (4)...- Prohíbese el uso del cilindro de gas licuado de petróleo que se comercializa a precio de consumo de hogares, para uso no autorizado de automotores, motores, piscinas, fábricas, restaurantes o similares.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Art. (5)...- Para la imposición de las sanciones referidas en este Capítulo, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero observará el siguiente procedimiento:

Inmediatamente a la verificación del incumplimiento del contrato o del hecho que genera la sanción, el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero dispondrá el inicio del proceso y notificará al sujeto de control, concediéndole el término de diez días para que presente las pruebas de descargo. Expirado dicho término, el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero emitirá, dentro del término de diez días la resolución correspondiente en forma motivada.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. (6)...- La potestad sancionadora o de control contemplada en este capítulo caducará si luego de seis meses de iniciada la

administración suspende su continuación o impulso. El Estado hará uso del derecho de repetición en contra del funcionario público que incumpla la ley.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Art. 79.- La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente Ley.

El Estado recibirá una prima por el traspaso y la empresa beneficiaria deberá celebrar un nuevo contrato en condiciones económicas más favorables para el Estado, que las contenidas en el contrato primitivo.

Nota: Inciso segundo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1697, 1842, 1843, 2367

CODIGO DE PROCEDIMIENTO CIVIL, CODIFICACION, Arts. 95

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 204

Art. 80.- Ningún funcionario ni empleado del Estado, sea que perciba sueldo fijo u honorarios, podrá recibir emolumento alguno de las empresas contratistas, sean éstas concesionarias, asociadas o suministradoras de servicios. El incumplimiento de esta disposición será causa para la cancelación de su cargo, sin perjuicio de la devolución de tales emolumentos, cuyo valor la empresa comprometida deberá transferir al Ministerio del Ramo.

CONCORDANCIAS:

CODIGO PENAL, Arts. 264, 285

CAPITULO X

Disposiciones Generales

Art. 81.-Nota: Artículo derogado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 82.- Las comunicaciones, los informes, estudios, balances, inventarios y más documentos que los contratistas o asociados presenten a la Secretaría de Hidrocarburos, se considerarán como declaración jurada, llevarán las firmas de sus representantes legales y se sujetarán a lo dispuesto en las leyes pertinentes en los casos de falsedad intencional.
Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO PENAL, Arts. 337, 354, 355, 363
LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 126

Art. 83.- Todos los valores monetarios determinados en esta Ley, serán reajustados anualmente por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, de acuerdo al índice general de precios proporcionado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), y a las variaciones del tipo de cambio oficial de la moneda.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 84.- La perforación de pozos a distancias menores de doscientos metros del límite de la respectiva área de exploración o de ex-



plotación, requiere autorización previa de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburo.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 85.- La explotación de yacimientos comunes o dos o más áreas de contrato hará obligatorio celebrar convenios operacionales de explotación unificada, con el objeto de lograr mayor eficiencia y economía en la operación. Tales convenios deberán ser aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 86.- Exonérese de todo impuesto la constitución de compañías para la exploración, explotación e industrialización de hidrocarburos y sus aumentos de capital; y del impuesto al capital en giro, los capitales que se inviertan y se empleen en la operación de la industria petrolera.

CONCORDANCIAS:

CODIGO TRIBUTARIO, CODIFICACION, Arts. 33, 36

Art. 87.- El Ministerio de Finanzas, previo informe favorable de la Secretaría de Hidrocarburos, liberará de los impuestos aduaneros la importación de equipos, maquinarias, implementos y otros materiales necesarios para la exploración y explotación de hidrocarburos, durante el período de exploración y en los primeros diez años del período de explotación, siempre que dichos artículos no se produzcan en el País. De igual liberación, gozarán las industrias de hidrocarburos, petroquímicas y conexas, durante el período de construcción y hasta cinco años después de su puesta en marcha, sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley de Fomento Industrial.

La liberación prevista en el inciso que antecede comprenderá el ciento por ciento (100 %) de los impuestos arancelarios y adicionales que gravan las importaciones de los bienes mencionados y, en consecuencia, no se aplicará el Art. 30. de la Ley No. 136 promulgada en el Registro Oficial No. 509 de 8 de Junio de 1983.

Nota: Inciso segundo de este artículo agregado por Ley No. 8, publicada en el Registro Oficial 277 de 23 de Septiembre de 1985.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 88.- Con informe favorable de la Secretaría de Hidrocarburos, podrá efectuarse el traspaso o la enajenación de artículos importados con liberación de derechos aduaneros, cuando no fueren por más tiempo utilizables en el trabajo de la empresa interesada, una vez que sean avaluados por delegados de la Secretaría de Hidrocarburos y del Ministerio de Finanzas, a fin de que se cobre la parte proporcional de los impuestos aduaneros antes exonerados, sobre el valor del avalúo efectuado. Si el traspaso se hiciere a otra empresa con derecho a la liberación de impuestos aduaneros, solo se requerirá el informe favorable de la Secretaría de Hidrocarburos. El Estado o PETROECUADOR tendrán prioridad para la compra de tales artículos, la que se hará sin el pago de los impuestos calculados.

Si se comprobare que cualquier objeto que hubiese gozado de liberación se hubiese destinado a servicio distinto, así como en caso de venta o traspaso hechos con violación de lo establecido en este artículo, se aplicará lo dispuesto en la Ley Orgánica de Aduanas.

Nota: Artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO TRIBUTARIO, CODIFICACION, Arts. 33, 36

Art. 89.- La introducción temporal al País de maquinarias o equipos petroleros, podrá hacerse hasta por un plazo de cinco años, con sujeción en los demás a lo establecido en la Ley Orgánica de Aduanas.

Art. 90.- Las indemnizaciones que se deban pagar por los perjuicios ocasionados en terrenos, cultivos, edificios u otros bienes, con motivo de la exploración o el desarrollo de la explotación petrolera, o de cualquier otra fase de las industrias de hidrocarburos, serán fijadas por peritos designados por las partes. En caso de desacuerdo, el Ministro del Ramo nombrará un dirimente.

CONCORDANCIAS:

CODIGO CIVIL (LIBRO IV), Arts. 1572
CODIGO DE PROCEDIMIENTO CIVIL, CODIFICACION, Arts. 250

Art. 91.- A petición de una empresa contratista o de la Secretaría de Hidrocarburos, podrá el Ministerio del Ramo, previa declaratoria de utilidad pública, expropiar a favor de la Secretaría de Hidrocarburos, para que ésta ceda su uso a la empresa interesada, terrenos u otros bienes inmuebles, o constituir servidumbres, que fuesen indispensables para el desarrollo de cualquier aspecto de la industria petrolera. Todos los gastos y pagos que deban efectuarse para estos fines correrán por cuenta de la empresa interesada o de la Secretaría de Hidrocarburos.

La petición deberá acompañarse de los planos respectivos. El Ministerio del Ramo, efectuada la inspección que fuere necesaria, fijará la cantidad de dinero que estime suficiente

para indemnizar al propietario, la que deberá ser depositada en el Ministerio, a la orden del propietario, previo el avalúo practicado por la Dirección Nacional de Avalúos y Catastros para que éste la cobre si la encuentra conforme, previa suscripción de la escritura pública de enajenación o de constitución de la servidumbre. En caso de inconformidad del propietario, esa cantidad se mantendrá en depósito hasta que se resuelva sobre el valor definitivo de la indemnización, para lo cual se procederá con sujeción al trámite establecido en el Código de Procedimiento Civil para el juicio de expropiación.

La ocupación de los bienes expropiados o el ejercicio de la servidumbre podrán efectuarse desde que se haya realizado el depósito.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO DE PROCEDIMIENTO CIVIL, CODIFICACION, Arts. 782, 783

Art. 92.-Nota: Inciso segundo de este artículo reformado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo derogado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art. 93.- Las obras, los servicios, la adquisición de equipos y más bienes, o la compra o venta de hidrocarburos que PETROECUADOR y sus empresas filiales tengan que contratar para el cumplimiento de esta Ley, serán ejecutadas y controladas de acuerdo con los procedimientos establecidos en esta Ley Especial y en los Reglamentos correspondientes.



Nota: Artículo sustituido por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Art.- En las referencias hechas a Petroecuador, como operadora estatal, se entenderá que se refiere a las empresas públicas que se creen para el efecto.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 93-A.- De la producción resultante de los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, el Estado asignará como única participación previa la deducción a que se refiere el inciso 3o. del Art. 1 de esta Ley, (Art. 1 de la Ley 101, reforma el Art. 2 de la Ley de Hidrocarburos) para la Defensa Nacional, el doce punto cinco por ciento de la producción total fiscalizada de los yacimientos hidrocarburíferos, porcentaje que será entregado en la terminal de exportación correspondiente.

La producción a que se refiere el inciso anterior será comercializada por PETROECUADOR en el mercado internacional y depositará el resultado de dicha comercialización en la cuenta dólares que la H. Junta Nacional mantiene en el Banco Central del Ecuador.

Nota: Artículo dado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Art. 93-B.- El Ministro de Recursos Naturales en el Informe anual que debe enviar a la H. Cámara Nacional de Representantes incluirá obligatoriamente el informe general de labores de PETROECUADOR.

Nota: Artículo dado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Art. 93-C.- Todas las inversiones que se rea-

licen para la exploración y explotación de hidrocarburos, serán objeto de fiscalización permanente y de liquidaciones periódicas, por parte de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

Nota: Artículo dado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 93-D.- El Estado velará porque la actividad petrolera no provoque daños a las personas, a la propiedad ni al medio ambiente. Periódicamente se procederá a realizar auditorías socio - ambientales.

Nota: Artículo dado por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Art.- Consulta. Antes de la ejecución de planes y programas sobre exploración o explotación de hidrocarburos, que se hallen en tierras asignadas por el Estado ecuatoriano a comunidades indígenas o pueblos negros o afroecuatorianos y, que pudieren afectar el ambiente, Petroecuador sus filiales o los contratistas o asociados, deberán consultar con las etnias o comunidades. Para ese objeto promoverán asambleas o audiencias públicas para explicar y exponer los planes y fines de sus actividades, las condiciones en que vayan a desarrollarse, el lapso de duración y los posibles impactos ambientales directos o indirectos que puedan ocasionar sobre la comunidad o sus habitantes. De los actos, acuerdos o convenios que se generen como consecuencia de las consultas respecto de los planes y programas de exploración y explotación se dejará constancia escrita, mediante acta o instrumento público.

Luego de efectuada la consulta, el ministerio del ramo, adoptará las decisiones que más convinieran a los intereses del Estado.

Nota: Artículo agregado por Art. 40 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Declarado Reforma Inconstitucional por Resolución del Tribunal Constitucional No. 193, publicada en Registro Oficial Suplemento 231 de 26 de Diciembre del 2000.

Art. ...- Participación de etnias y comunidades: Las comunidades indígenas y los pueblos negros o afroecuatorianos, que se encuentren asentados dentro de las áreas de influencia directa en los que se realicen los trabajos de exploración o explotación de hidrocarburos, podrán beneficiarse de la infraestructura construida por Petroecuador, sus filiales o los contratistas o asociados, una vez que haya concluido la etapa de exploración hidrocarburífera o explotación, si no existiere otra etapa a continuación de ésta, conforme el procedimiento que se determine en el reglamento que se dictará para el efecto”.

Nota: Artículo agregado por Art. 40 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Art. ...- La Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, en el plazo de noventa días, contados a partir de la vigencia de esta Ley, realizará el monitoreo, control y supervisión en la importación, abastecimiento, comercialización, transporte y distribución de los hidrocarburos y sus derivados incluidos el gas licuado de petróleo y biocombustibles, utilizando sistemas tecnológicos de información que garanticen la ubicación automática y el envío de alertas, cuando se produzcan pérdidas o desvíos de los carburantes en perjuicio de la comunidad y el Estado ecuatoriano.

Los sistemas tecnológicos de información, programas informáticos y equipos a utilizarse en el monitoreo, control y supervisión, deberán cumplir con las exigencias técnicas y de calidad establecidas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

Las empresas proveedoras de servicios tecnológicos de información, deberán estar debidamente calificadas y autorizadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, para ubicar los dispositivos adecuados en oleoductos, poliductos, gasoductos, medios de transporte, etc.; teniendo entre otros parámetros: capacidad técnica y económica, así como experiencia en el manejo de sistemas tecnológicos de información; y, las garantías que se consideren indispensables para lograr un beneficio efectivo para el Estado ecuatoriano.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Art. 94.- Participación Laboral.- En el caso de los trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera, éstos recibirán el 3% del porcentaje de utilidades y el 12% restante será pagado al Estado y a los Gobiernos Autónomos Descentralizados que lo destinarán a proyectos de inversión social y de desarrollo territorial en las áreas en donde se lleven a cabo actividades hidrocarburíferas. Dichos proyectos deberán ser armonizados con el Plan Nacional de Desarrollo.

Las inversiones que realicen los Gobiernos Autónomos Descentralizados deberán ser canalizadas a través del Banco del Estado para que efectúe los desembolsos correspondientes.

Nota: Artículo agregado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

Nota: Artículo sustituido por Disposición Reformatoria Primera de Ley No. 00, publicada en Registro Oficial Suplemento 583 de 24 de Noviembre del 2011.

Disposiciones Generales



TERCERA.- Los recursos económicos que se generen por la aplicación de las sanciones pecuniarias y multas previstas en esta Ley, ingresarán a una cuenta especial que mantendrá la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la misma que estará bajo el control y vigilancia de la Contraloría General del Estado. Dichos recursos serán exclusivamente utilizados para tecnología, monitoreo, control y supervisión establecidos en el artículo innumerado que consta en el artículo 6 de la presente Ley.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

CUARTA.- Se concede acción popular para la denuncia de las infracciones establecidas en esta Ley, en cuyo caso se reconocerá al denunciante el 25% de la multa impuesta en firme a los autores de las infracciones. La denuncia acarreará responsabilidades de carácter civil y penal en el caso de que el sujeto de control denunciado obtuviere declaración judicial que la califique de maliciosa o temeraria. El reglamento respectivo definirá los requisitos para el ejercicio de la acción popular, el mismo que será expedido en un plazo máximo de sesenta días, a partir de la vigencia de la presente Ley.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

QUINTA.- La Dirección Nacional de Hidrocarburos proveerá y facilitará las autorizaciones de distribución de derivados de hidrocarburos y gas licuado de petróleo para el área rural o suburbana que comercializan cuantías domésticas de consumo local, y que estén destinadas a actividades agropecuarias, pequeña industria y artesanales. El incumplimiento de lo dispuesto en esta Disposición General será causal de remoción o destitución inmediata de sus funciones o la inmediata terminación del vínculo contractual de

los responsables, según corresponda.

La Dirección Nacional de Hidrocarburos reglamentará lo atinente a determinar el alcance y cuantificación de las cuantías domésticas de uso local señaladas en esta Disposición General.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

SEXTA.- La Dirección Nacional de Hidrocarburos, elaborará en forma coordinada con PETROCOMERCIAL o quien haga sus veces, el programa mensual de requerimientos de la comercializadora de abastecimiento de hidrocarburos y sus derivados, incluido el gas licuado de petróleo y biocombustibles, para todo el territorio nacional, el mismo que será aprobado por el Ministerio del ramo; para tal efecto se considerará la densidad poblacional, el parque automotriz, industrial y naviero, incluida la pesca artesanal en cada una de las jurisdicciones territoriales a fin de garantizar oportunidad, calidad, cantidad y precio en beneficio de los consumidores y evitar el contrabando.

Los responsables del incumplimiento de esta disposición, serán sancionados con multa de cien remuneraciones básicas unificadas para los trabajadores en general y la destitución inmediata del cargo. Los informes de programación semestral serán remitidos al Congreso Nacional.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

SEPTIMA.- Dado que por política estatal que promueve subsidios al consumo de combustibles, ciudadanos de frontera se dedican a vender pequeñas cantidades de combustibles en la frontera sur y en la frontera norte, el Estado establecerá un programa emergente de capacitación y apoyo a la microempresa con crédito promocional y facilidades para el mi-

cro comercio e intercambio en las zonas de frontera.

Nota: Disposición agregada por Ley No. 85, publicada en Registro Oficial Suplemento 170 de 14 de Septiembre del 2007.

DISPOSICION TRANSITORIA:

PRIMERA: Los subsidios que actualmente se conceden, a través de los precios de los derivados de los hidrocarburos, se mantendrán hasta que sean reemplazados por mecanismos directos de compensación social, que el Presidente de la República creará en favor de los sectores más necesitados de la sociedad, canalizándolos a través del Presupuesto General del Estado.

Hasta que sea expedido el Reglamento mencionado en el artículo 18 de esta Ley Reformatoria, el Ministro del ramo fijará los precios de venta de los derivados destinados al mercado interno, tomando en consideración, entre otros elementos, el precio de referencia señalado en el artículo 71, así como los costos, gastos, y una rentabilidad razonable sobre las inversiones efectuadas en las fases de refinación y comercialización y, también, los impuestos.

Nota: Disposición dada por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993. Incluida Fe de Erratas a Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 344 de 24 de Diciembre de 1993.

PRIMERA-A: Mientras se expida el correspondiente Reglamento a la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, se deberá aplicar a partir de la fecha de vigencia de la presente Ley, el porcentaje mínimo de participación para el Estado en los ingresos extraordinarios, esto es 50%, establecido en el artículo 2 de esta Ley Reformatoria.

Nota: Disposición dada por Ley No. 42, publicada en Registro Oficial 257 de 25 de Abril del 2006.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Los contratos de participación y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que se encuentren suscritos se modificarán para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos en el plazo de hasta 120 días, y los contratos suscritos bajo otras modalidades contractuales incluidos los contratos de campos marginales y los contratos de prestación de servicios específicos suscritos entre Petroecuador y/o su filial Petroproducción (actual EP PETROECUADOR) con las empresas Sociedad Internacional Petrolera S.A., filial de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, ENAP (campos MDC, Paraíso, Biguno y Huachito), Repsol YPF Ecuador S.A., Overseas Petroleum and Investment Corporation, CRS Resources (Ecuador) LDC y Murphy Ecuador Oil Company (campo Tiwacuno) y Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL (campos de la Península de Santa Elena, Gustavo Galindo Velasco), en el plazo de hasta 180 días. Plazos que se contarán a partir de la vigencia de la presente Ley; caso contrario, la Secretaría de Hidrocarburos dará por terminados unilateralmente los contratos y fijará el valor de liquidación de cada contrato y su forma de pago.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

SEGUNDA.- Todos los contratos de exploración y explotación vigentes, suscritos con PETROECUADOR y PETROPRODUCCION, que hasta la presente fecha han sido administrados por las Unidades de Administración de Contratos de PETROECUADOR y de PETROPRODUCCION, indistintamente de su modalidad contractual pasarán a ser administrados por la Secretaría de Hidrocarburos hasta la finalización del plazo y hasta que opere la reversión de las respectivas áreas,



responsabilidad que se extiende para las áreas y bloques, con respecto a los cuales se haya declarado la caducidad.

Los servidores que vienen prestando sus servicios con nombramiento o contrato en las Unidades antes referidas, podrán pasar a formar parte de la Secretaría de Hidrocarburos, previa evaluación y selección, de acuerdo a los requerimientos de dicha institución.

En caso de existir cargos innecesarios la Secretaría de Hidrocarburos podrá aplicar un proceso de supresión de puestos para lo cual observará las normas contenidas en la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa, su Reglamento y las Normas Técnicas pertinentes expedidas por el Ministerio de Relaciones Laborales.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

TERCERA.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero contará con el personal, derechos, obligaciones, los activos y el patrimonio que actualmente pertenecen o están a disposición de la Dirección Nacional de Hidrocarburos. En este caso se aplicará también lo dispuesto en los incisos segundo y tercero de la Disposición precedente.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CUARTA.- Hasta que se expidan los reglamentos para la aplicación de esta Ley, el Ministro Sectorial expedirá las normas temporales que fueran necesarias para el desarrollo de las actividades hidrocarburiíferas en el País.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

QUINTA.- La tributación de la compañía AGIP OIL ECUADOR BV que tiene suscrito un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación del Bloque 10 con el anterior artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, mientras dicho contrato no sea renegotiado de conformidad con la presente Ley Reformativa, seguirá pagando el impuesto mínimo del 44,4% del impuesto a la renta y el gravamen a la actividad petrolera, de conformidad con los anteriores artículos 90, 91, 92, 93, 94 y 95 que constaban en la Ley de Régimen Tributario Interno antes de la presente reforma.

Nota: Disposición dada por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA: El Presidente de la República expedirá el Reglamento a esta Ley dentro del plazo constitucional de noventa días.

Nota: Disposición dada por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

SEGUNDA: La presente Ley tiene el carácter de especial, en consecuencia, sus normas prevalecerán sobre las normas generales que se le opusieren.

Nota: Disposición dada por Ley No. 9, publicada en Registro Oficial 12 de 26 de Agosto de 1998.

© 1988 - 2012 Lexis S.A. Todos los derechos reservados.

El contenido de este documento no puede ser reproducido, transmitido o difundido sin autorización de LEXIS S.A.

REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS

3



Ministerio de
Recursos Naturales
No Renovables
República del Ecuador



REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS

Norma: Decreto Ejecutivo 546
Publicación: Registro Oficial 330
Fecha: 29-nov-2010 Estado: Vigente

Rafael Correa Delgado
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA
REPUBLICA

Que los Arts. 1 y 317 de la Constitución de la República del Ecuador, establecen que los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible;

Que el numeral 11 del Art. 261 de la Carta Magna, señala que el Estado Ecuatoriano tendrá competencia exclusiva sobre los recursos hidrocarburíferos;

Que de conformidad con el Art. 313 de la Carta Magna, los recursos naturales no renovables son de carácter estratégico, sobre los cuales el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar de acuerdo a los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia;

Que la Constitución de la República del Ecuador, en el Art. 408, establece que "Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentren en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico";

Que con Decreto Supremo No. 2967, publicado en el Registro Oficial No. 711 de 15 de noviembre de 1978, se expidió la Ley de Hidrocarburos;

Que en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010, se publicó la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en cuyos artículos 5 y 6 se crea la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

Que es necesario establecer los procedimientos que permitan aplicar las disposiciones constantes en la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno; y,

En ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 13 del Art. 147 de la Constitución de la República del Ecuador.

Decreta:

EXPEDIR EL REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY REFORMATORIA A LA LEY DE HIDROCARBUROS.

TITULO I EXCEPCIONALIDAD

CAPITULO I EXPLORACION Y EXPLOTACION DIRECTA

Art. 1.- El Estado explorará y explotará los yacimientos hidrocarburíferos en forma directa y prioritaria a través de las empresas públicas de hidrocarburos.

Art. 2.- El Ministro Sectorial establecerá las políticas de asignación directa de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas a las empresas públicas.

Art. 3.- La Secretaría de Hidrocarburos determinará y asignará las áreas de operación directa de las empresas públicas, a través de una resolución motivada, en la que se establecerá la delimitación del área y demás condiciones de exploración y explotación.

CAPITULO II COMPAÑIAS DE ECONOMIA MIXTA

Art. 4.- El Ministro Sectorial establecerá las políticas de asignación directa de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas, a las subsidiarias de las empresas públicas.

Art. 5.- La Secretaría de Hidrocarburos aprobará, a través de una resolución motivada, la asignación de áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta, previa solicitud de las empresas públicas de hidrocarburos, adjuntando los respectivos informes técnicos y económicos.

Art. 6.- En todos los casos de delegación a compañías de economía mixta, el socio estratégico de la empresa pública realizará las inversiones de exploración a su cuenta y riesgo.

CAPITULO III EMPRESAS ESTATALES DE LA COMUNIDAD INTERNACIONAL

Art. 7.- En los casos en que la Secretaría de Hidrocarburos, en base a un informe motivado, determine que las empresas públicas no tienen la capacidad técnica o económica para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación en una determinada área, o establezca motivadamente la conveniencia de delegación a las empresas estatales o subsidiarias de estas, de los países que integran la comunidad internacional, la Secretaría de Hidrocarburos podrá determinar las áreas y actividades a ser delegadas en forma directa a dichas empresas, las que podrán intervenir solas o asociadas entre empresas estatales.

Art. 8.- Se considerarán empresas estatales o subsidiarias de estas, de los países que integran la comunidad internacional, las siguientes:

1. Las que fueren en su totalidad de propiedad de un país que integre la comunidad internacional.
2. Las que cuenten con un capital mayoritario de propiedad de un país que integre la comunidad internacional.
3. Las que se encuentren bajo el control y/o administración de un país que integre la comunidad internacional.

Art. 9.- Para la suscripción de los contratos previstos en los artículos 2 y 3 de la Ley de Hidrocarburos con empresas estatales o subsidiarias de estas, de los países que integran la comunidad internacional, la Secretaría de Hidrocarburos verificará y calificará la calidad jurídica de tales empresas estatales o de sus subsidiarias, de conformidad con lo previsto en el artículo 8.

CAPITULO IV INICIATIVA PRIVADA

Art. 10.- En los casos en que la Secretaría de Hidrocarburos determine que las empresas públicas no tienen la capacidad técnica o económica para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación en una determinada área, o establezca motivadamente la conveniencia de delegación de actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos a la iniciativa privada podrá determinar las áreas y actividades a ser delegadas en forma excepcional a la gestión de empresas privadas, nacionales e internacionales de probada experiencia y capacidad técnica y económica, a través de un proceso licitatorio y bajo las modalidades previstas en la ley.

Art. 11.- Los informes de la Secretaría de Hidrocarburos previo a la delegación a la iniciativa privada, deberán contener por lo menos uno de los siguientes justificativos:

1. Que se trata de una actividad que requiere de tecnologías específicas y personal altamente capacitado, que puede proporcionar las empresas privadas.
2. Que por el monto de la inversión requerida, se justifica la necesidad de delegar el ejercicio de la actividad a las empresas privadas.
3. Que las actividades de exploración o explotación implican altos riesgos geológicos o tecnológicos.

Art. 12.- Los informes de la Secretaría de Hidrocarburos, indicados en el artículo 10, serán la base para la delegación excepcional a las empresas privadas, a través de un proceso licitatorio.

Art. 13.- El proceso licitatorio para los casos de delegación excepcional a las empresas privadas, será efectuado por el Comité de Licitación Hidrocarbúferas y de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y a los procedimientos que apruebe dicho comité.

Art. 14.- En todos los casos de delegación a las subsidiarias de las empresas públicas, a las empresas estatales de la comunidad internacional y excepcionalmente a las empresas privadas, se requerirá previamente la recomendación del Comité de Licitación Hidrocarbúferas (COLH), y la aprobación o adjudicación según corresponda, del Ministro Sectorial; y se celebrará un contrato entre el Estado Ecuatoriano, representado por la Secretaría de Hidrocarburos y la compañía adjudicataria, de acuerdo a las formas contractuales establecidas en la Ley de Hidrocarburos.

TÍTULO II POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA

Art. 15.- La Política Nacional de Hidrocarburos, se sustentará en los siguientes principios:

1. Preservar el interés nacional en la ejecución de las diferentes fases de la industria hidrocarbúferas.

2. Aprovechar los recursos hidrocarbúferos y sustancias asociadas, preservando el medio ambiente, conservando la biodiversidad y la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas, y asegurando la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras.

3. Promover el desarrollo sustentable, ampliando el mercado de trabajo y generando valor agregado en la explotación de los recursos hidrocarbúferos.

4. Garantizar el suministro de derivados del petróleo en todo el territorio nacional, protegiendo los intereses del consumidor en cuanto a oportunidad, calidad, cantidad y precios de los productos.

5. Dar preferencia a la industria nacional y su desarrollo tecnológico, para lo cual, a igual Standard de calidad internacional y disponibilidad, se preferirá a esta, aún cuando sus precios sean superiores hasta en un 15% sobre la competencia.

6. Promover la exploración de hidrocarburos para incrementar sus reservas y su explotación racional.

7. Explotar los hidrocarburos con el objeto primordial de que sean industrializados en el Ecuador.

8. Promover la inversión nacional y extranjera, en cualquier fase de la industria hidrocarbúferas.

9. Promover el desarrollo científico y tecnológico e impulsar la capacitación del talento humano vinculado al sector hidrocarbúfero, preferentemente a través de la universidad pública.

10. Fortalecer la competitividad del sector hidrocarbúfero ecuatoriano en el contexto internacional.

Art. 16.- Los campos en producción, cuya gestión se encuentran actualmente a cargo de las empresas públicas o sus subsidiarias, no serán delegadas a través de las modalidades contractuales previstas en el artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos a empresas estatales de la comunidad internacional o a la iniciativa privada; sin perjuicio de que puedan reali-

zarse contratos de servicios específicos de conformidad con el artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 17.- El Ministro Sectorial es el responsable de proponer y aplicar las políticas del sector hidrocarburífero, de conformidad con lo dispuesto en la Constitución y la ley; para este efecto, la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero aportarán con las propuestas de políticas en materia de hidrocarburos, dentro del ámbito de su competencia.

Art. 18.- El Ministro Sectorial está facultado para expedir normas y emitir disposiciones a sus entidades adscritas y a las empresas públicas, relacionadas con el desarrollo del sector, que fueren necesarios para el cumplimiento de esta ley; y, como tal le corresponde:

1. Ejercer la representación del Estado en materia hidrocarburífera.
2. Proponer al Presidente de la República las políticas del sector hidrocarburífero; y, dirigir su aplicación.
3. Evaluar y supervisar el cumplimiento de las políticas, objetivos, planes y proyectos para el desarrollo, regulación y gestión del sector hidrocarburífero.
4. Promover, en coordinación con instituciones públicas o privadas, universidades y escuelas politécnicas, la investigación científica y tecnológica en el sector hidrocarburífero.
5. Dictar las políticas relacionadas con el comercio exterior de los hidrocarburos.
6. Coordinar con la entidad rectora de la planificación nacional, el Plan Nacional de Desarrollo del Sector Hidrocarburífero.
7. Determinar parámetros e indicadores para el seguimiento, supervisión y evaluación de la gestión de las empresas públicas del sector hidrocarburífero, por intermedio de sus directorios.
8. Adjudicar los contratos a los que se refieren los artículos 2 y 3 de la Ley de Hidrocarburos, previa recomendación del Comité de Licitación Hidrocarburíferas (COLH).

9. Aprobar las modificaciones de los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, si conviniere a los intereses del Estado, previa recomendación del Comité de Licitación Hidrocarburíferas (COLH).

10. Las demás establecidas en la ley, reglamentos y demás normas aplicables.

TITULO III DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO

CAPITULO I CONFORMACION Y FUNCIONAMIENTO DEL DIRECTORIO

Art. 19.- Conformación del Directorio.- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero estará integrado por los siguientes miembros:

1. El Ministro Sectorial, o su delegado permanente, quien lo presidirá.
2. El Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos, o su delegado permanente.
3. Un miembro designado por el Presidente de la República.

Los delegados permanentes y el designado por el Presidente de la República, deberán acreditar título académico de tercer nivel, con conocimiento y experiencia en el área hidrocarburífera.

Art. 20.- Secretario.- Actuará como Secretario permanente del Directorio el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Art. 21.- Atribuciones del Directorio.- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá las siguientes atribuciones:

1. Dictar las normas relacionadas con la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento,

transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

2. Fijar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de fiscalización y control.

3. Nombrar al Director de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, de una terna propuesta por el Presidente del Directorio, y sustituirlo.

4. Establecer las políticas y objetivos de la agencia, en concordancia con la política nacional en materia de regulación y control hidrocarburífero y evaluar su cumplimiento.

5. Aprobar los planes estratégicos, objetivos de gestión, presupuesto anual, estructura organizacional y responsabilidad social, de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo y evaluar su ejecución, sobre la base de las propuestas presentadas por el Director.

6. Aprobar y modificar el Reglamento de Funcionamiento del Directorio.

7. Establecer los montos de competencia del Director de la Agencia, para la contratación de obras, bienes y servicios y la enajenación de bienes.

8. Conocer y resolver sobre el informe de gestión institucional y financiera del Director de la Agencia, cortados al 31 de diciembre de cada año.

9. Las demás que le asigne el Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia y las decisiones del Directorio.

Art. 22.- Orgánico Funcional.- Corresponde al Ministro Sectorial expedir el Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero: así como, aprobar la creación de agencias regionales, las que funcionarán en forma descentralizada, estableciendo sus respectivas competencias.

CAPITULO II DEL DIRECTOR DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL HIDROCARBURIFERO

Art. 23.- Requisitos.- El Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

deberá acreditar título académico de tercer nivel, conocimiento y experiencia en el área hidrocarburífera.

Art. 24.- Atribuciones.- Corresponde al Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ejercer las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y en los reglamentos; además de las siguientes:

1. Ejecutar las regulaciones de las actividades técnicas y operacionales, en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

2. Ejecutar las regulaciones para garantizar el abastecimiento de los combustibles en condiciones normales y emergentes, así como para establecer interrelaciones entre los diferentes actores y mercados de la industria hidrocarburífera, para evitar prácticas que distorsionen la libre competencia.

3. Dictará los instructivos, que sean necesarios para el normal funcionamiento de la agencia y para la aplicación del modelo de gestión.

4. Ejercerá el control de todas las actividades relacionadas con el uso, manejo, tratamiento, exploración, producción, comercialización, almacenamiento y transporte de hidrocarburos, para cuyo efecto, todas las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras son sujetos de control.

Art. 25.- Información.- Las operadoras de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, así como las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, dedicadas a las actividades de importación, exportación, comercialización y distribución de los combustibles, están obligadas a entregar la información en tiempo real, vía captura y acceso a la base de datos de los administra-

dos. Esta información será registrada, custodiada y procesada, en el centro de monitoreo y control hidrocarburífero.

Art. 26.- Caducidad y revocatoria.- En los casos de incumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, de sus Reglamentos y de los respectivos contratos, el Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero solicitará al Ministro Sectorial la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, de conformidad con el Art. 74 y siguientes de la Ley de Hidrocarburos, y el procedimiento establecido en el presente reglamento; así mismo, podrá solicitar al Ministro Sectorial la revocatoria de las autorizaciones en las actividades de refinación, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.

CAPITULO III REGISTRO DE CONTROL TECNICO HI- DROCARBURIFERO

Art. 27.- Registro.- La Agencia de Regulación y Control, Hidrocarburífero, mantendrá un Registro de Control Técnico Hidrocarburífero con el carácter de público y permanente, en el que se inscribirá lo siguiente:

1. Permisos de operación de oleoductos, gasoductos, poliductos, auto-tanques, buque-tanques de cabotaje y de transporte marítimo o fluvial para distribución y bunkereo de hidrocarburos; terminales de recepción, de importaciones y exportaciones, terminales y depósitos de almacenamiento y despacho.
2. Permisos de operación de estaciones de servicio y depósitos de combustibles.
3. Contratos de comercialización y de distribución de combustibles, suscritos por EP PETROECUADOR con las empresas privadas y de economía mixta.
4. Autorizaciones para importar, procesar, elaborar y comercializar grasas, aceites lubricantes, solventes, biocombustibles, y productos afines.
5. Transferencias de derechos y obligaciones

de los titulares de contratos, autorizaciones y permisos de operación.

6. Los demás que resuelva el Directorio de la Agencia.

Art. 28.- Administración.- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero regulará el funcionamiento del Registro de Control Técnico de Hidrocarburos. El Director de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero cobrará los derechos que fije el Directorio.

TITULO IV DE LA SECRETARIA DE HIDROCARBU- ROS

CAPITULO I SECRETARIO DE HIDROCARBUROS

Art. 29.- Designación.- El Secretario de Hidrocarburos, que será designado por el Ministro Sectorial, debe acreditar título académico de tercer nivel, conocimiento y experiencia en el área hidrocarburífera.

Art. 30.- Atribuciones.- Corresponde al Secretario de Hidrocarburos ejercer los deberes y atribuciones establecidos en el artículo añadido a continuación del Art. 12 de la Ley de Hidrocarburos y los reglamentos.

Art. 31.- Facultad normativa.- El Secretario de Hidrocarburos se encuentra facultado para dictar las resoluciones e instructivos para el normal funcionamiento de la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 32.- Organización y funcionamiento.- Para su organización y funcionamiento la Secretaría de Hidrocarburos contará con el Reglamento Orgánico Funcional expedido por el Ministro Sectorial.

CAPITULO II REGISTRO DE HIDROCARBUROS

Art. 33.- Registro de Hidrocarburos.- El Registro de Hidrocarburos tiene la calidad de registro público y permanente, en el que se inscribirán lo siguiente:

1. Las escrituras de constitución, prórroga o disolución de las empresas petroleras de nacionalidad ecuatoriana.
2. Los instrumentos que acrediten la representación legal de las empresas petroleras.
3. Los instrumentos de domiciliación de las empresas petroleras extranjeras en el Ecuador.
4. Las autorizaciones para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, que se expida a favor de las empresas públicas.
5. Las escrituras públicas de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos con compañías de economía mixta, con empresas estatales de la comunidad internacional, y con empresas privadas.
6. Los contratos para realizar las actividades de refinación, industrialización y transporte de hidrocarburos.
7. Las transferencias de derechos y obligaciones contractuales, celebradas por las compañías o consorcios que mantienen contratos con el Estado Ecuatoriano.
8. Las escrituras de constitución de empresas de economía mixta del sector hidrocarburi-fero.
9. Las declaraciones de caducidad.
10. Los demás que resuelva el Ministro Sectorial.

Para inscribir en este registro a las empresas de nacionalidad ecuatoriana o la domiciliación de las extranjeras, se deberá cumplir previamente con todas las disposiciones legales previstas en la Ley de Compañías. Código de Comercio y demás normativa pertinente.

Art. 34.- Regulación del registro.- La Secretaría de Hidrocarburos regulará el funcionamiento del Registro de Hidrocarburos.

Art. 35.- Obligación de registro.- La falta de inscripción y actualización en este registro, impedirá la ejecución de los contratos con el Estado Ecuatoriano. Para este efecto, en todos los contratos se estipulará la obligación de registro dentro de los 30 días posteriores a su suscripción.

CAPITULO III CADUCIDAD

Art. 36.- Solicitud de caducidad.- La Secretaría de Hidrocarburos, o la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, solicitarán al Ministro Sectorial que inicie el proceso para declarar la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, en caso de existir causales por infracciones a la ley, a los reglamentos o a los mismos contratos.

Art. 37.- Procedimiento.- El procedimiento de declaratoria de caducidad será el siguiente:

1. La Secretaría de Hidrocarburos o la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburi-fero solicitarán al Ministro Sectorial la apertura del expediente administrativo de caducidad del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos.
2. El Ministro Sectorial, mediante auto de inicio del proceso, avoca conocimiento de la solicitud de caducidad, designa al Secretario ad-hoc y dispone la notificación a la contratista, concediéndole un plazo de 60 días para que conteste; en la contestación deberá remediar los incumplimientos o desvanecer los cargos.
3. Con la contestación de la contratista o sin ella, se abrirá un plazo de prueba de 30 días, en el que las partes ejercerán el derecho de solicitar y evacuar las pruebas relacionadas con el asunto que se juzga.
4. Concluido el plazo de prueba, y dentro de los siguientes 3 días término, las partes podrán solicitar una audiencia de estrados, la que deberá ejecutarse dentro de los siguientes 30 días.
5. El Ministro Sectorial dentro del plazo de

60 días contados desde la finalización del período de prueba, expedirá la resolución, que deberá estar debidamente motivada en los informes legales, técnicos y económicos.

6. La resolución del Ministro Sectorial no será susceptible de recurso de apelación en la vía administrativa.

El Secretario ad-hoc notificará a la Secretaría de Hidrocarburos o a la Agencia de Regulación y Control, según el caso, y a la contratista, con los autos, providencias y resolución, que se dicten dentro del proceso.

Art. 38.- Plazos y términos.- Los términos se considerarán días hábiles, sin contar días festivos, feriados y de descanso obligatorio; los plazos se considerarán días corridos de acuerdo al calendario. No se admitirá la presentación de incidentes durante el proceso.

Art. 39.- Normas supletorias.- En lo no previsto en este procedimiento, se aplicará supletoriamente lo dispuesto en el Estatuto de Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

TITULO V ADJUDICACION Y ADMINISTRACION DE CONTRATOS

CAPITULO I COMITE DE LICITACION HIDROCARBURIFERA (COLH)

Art. 40.- Conformación.- El Comité de Licitación Hidrocarburiífera (COLH), según lo dispuesto en el Art. 19 de la Ley de Hidrocarburos, está integrado por:

1. El Viceministro de Hidrocarburos, que lo preside.
2. El Ministro Coordinador de Sectores Estratégicos.
3. El Coordinador General Jurídico del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.

Actuará como Secretario de este Comité, el Secretario de Hidrocarburos.

Art. 41.- Atribuciones y obligaciones.- El Comité de Licitación Hidrocarburiífera (COLH) tendrá las siguientes atribuciones:

1. Determinar las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones y modificaciones.
2. Convocar a las licitaciones.
3. Nombrar comisiones de análisis de ofertas y designar a los funcionarios que conformarán los equipos negociadores o de modificación de los contratos.
4. Recomendar al Ministro Sectorial la aprobación de las negociaciones, modificaciones y terminación de mutuo acuerdo de los contratos.
5. Analizar las ofertas y recomendar la adjudicación de los contratos al Ministro de Recursos Naturales no Renovables.
6. Calificar y seleccionar firmas especializadas para la realización de estudios técnicos, económicos y legales, si fuere del caso.
7. Descalificar ofertas en forma motivada.
8. Declarar desiertas las licitaciones, en los casos establecidos en el presente reglamento.
9. Recabar informes o aclaraciones de las empresas oferentes o de instituciones públicas relacionadas con las ofertas o contratos.
10. Proveer la información necesaria a las empresas oferentes y absolver las consultas o ampliaciones de información presentadas por las empresas participantes.
11. Mantener estricta reserva respecto de los documentos y hechos que no deban ser conocidos públicamente.
12. Conocer y aprobar los documentos precontractuales del respectivo proceso.
13. Las demás determinadas en la ley.

Art. 42.- Del Presidente.- Corresponde al Presidente del Comité de Licitación Hidrocarburiífera (COLH):

1. Dirigir el desarrollo de las sesiones.
2. Suscribir las actas de las sesiones con el Se-

cretario.

3. Dirigir las actividades del proceso licitatorio o de modificación contractual.

4. Conocer y resolver los reclamos administrativos relacionados con el proceso. Las resoluciones del comité de licitaciones causan ejecutoria.

5. Nombrar al coordinador de cada proceso.

6. Informar a los participantes los resultados de la licitación.

7. Requerir la información a entidades vinculadas sobre cualquier aspecto del proceso licitatorio o de modificación contractual.

Art. 43.- Del Secretario.- Corresponde al Secretario del Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH), por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, cumplir las atribuciones y deberes que determine el Comité de Licitación Hidrocarburífera.

Art. 44.- Del Secretario subrogante del comité.- En caso de ausencia del Secretario, el Presidente del Comité designará como Secretario subrogante, a un funcionario de la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 45.- Delegación.- Los miembros titulares del Comité (COLH) mediante acto administrativo, podrán delegar su representación únicamente al funcionario de inmediata jerarquía interior.

Art. 46.- Procedimientos administrativos.- El Comité (COLH) registrará sus procedimientos administrativos de acuerdo con las normas que para el efecto determine, de conformidad con la Constitución y la ley.

Art. 47.- Soporte y asesoría.- Las actividades del Comité (COLH), según las necesidades de los proyectos, serán respaldadas por las carteras de Estado integrantes de dicho comité, así como por las empresas públicas de hidrocarburos.

El Comité (COLH) de acuerdo con los requerimientos y naturaleza de los procesos a

su cargo, podrá solicitar el soporte y asesoría de otras entidades del sector público o de organismos internacionales, sin perjuicio de su facultad para contratar los servicios de técnicos o firmas especializadas.

Art. 48.- Funcionamiento.- El Comité (COLH) sesionará en forma ordinaria y extraordinaria y adoptará sus decisiones, de conformidad con el procedimiento que para el efecto apruebe.

Art. 49.- Documentos de la licitación.- Los documentos y bases de la licitación y su procedimiento, serán los establecidos por el comité.

CAPITULO II PROCEDIMIENTOS DE MODIFICACION CONTRACTUAL

Art. 50.- Alcance de las modificaciones.- Las modificaciones contractuales a las que se llegue por acuerdo de las partes, no podrán afectar obligaciones que emanan de la Constitución de la República y de la ley; podrán involucrar asuntos de carácter técnico, económico, financiero o de otra índole. Estas modificaciones se implementarán a través de contratos adicionales o modificatorios y podrán aplicarse a todos los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos o sustancias asociadas, de industrialización y transporte.

Art. 51.- Competencia del Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH).- Todos los contratos modificatorios o adicionales, deben ser recomendados por el comité (COLH). y pueden versar, entre otros, sobre los siguientes aspectos:

1. Contratos adicionales a los contratos de exploración y/o explotación de petróleo crudo, requeridos para la explotación de descubrimientos de gas natural libre o de yacimientos de condensado de gas; o, contratos adicionales a los contratos de exploración de gas

natural libre, para la explotación de descubrimientos de petróleo crudo.

2. Contratos adicionales para la comercialización de gas natural libre de propiedad del Estado, o para la industrialización del mismo, así como para la comercialización de sus derivados industrializados cuando la contratista de un contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de gas natural libre haya descubierto yacimientos comerciales de gas.

3. Contratos modificatorios que involucren cambios en la forma contractual, o en los términos económicos, o en los plazos, o en las inversiones tendientes al descubrimiento de reservas o al aumento de la producción, o en general, en los demás casos previstos en la ley, las bases y en los contratos originales.

4. Contratos modificatorios por casos de fuerza mayor que no puedan ser superados sino mediante modificación contractual de derechos y obligaciones sustanciales de las partes.

5. Contratos modificatorios por transferencia o cesión de derechos y obligaciones del contrato.

6. Contratos modificatorios para la explotación y/o exploración adicional.

Art. 52.- Documentos de modificación.- El Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH) establecerá los documentos que se requieren para los procesos de modificación de los contratos, de acuerdo al contenido y procedimientos establecidos para la licitación, en lo que fuera aplicable.

En los procesos de modificación, la documentación que se requiera será presentada de conformidad con las condiciones específicas en cada caso.

CAPITULO III ADMINISTRACION Y CONTROL DE LOS CONTRATOS

Art. 53.- Administración del contrato.- La administración de los contratos estará a car-

go de la Secretaría Nacional de Hidrocarburos y comprenderá la verificación del cumplimiento de las estipulaciones del contrato. La administración podrá ser ejercida en forma directa o a través de profesionales o firmas especializadas contratadas para el efecto.

Art. 54.- Control de las operaciones.- Sin perjuicio de la facultad de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de realizar los controles y auditorías, las obligaciones contractuales de la contratista serán controladas por la Secretaría Nacional de Hidrocarburos; estos controles pueden realizarse en forma directa o mediante la contratación de profesionales, firmas o empresas nacionales o extranjeras especializadas.

CAPITULO IV DE LOS CONTRATOS DE PRESTACION DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HI- DROCARBUROS

Art. 55.- Ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato (ingreso bruto del contrato).- Para efectos del cálculo del ingreso bruto del contrato, todo el petróleo crudo del área de los contratos será valorado con el precio promedio mensual del petróleo durante el mes correspondiente a los servicios prestados.

Art. 56.- Cálculo del ingreso disponible para el pago a las contratistas.- El ingreso disponible para el pago a las contratistas de prestación de servicios específicos de exploración y explotación de hidrocarburos será el valor resultante de la diferencia entre el ingreso bruto del contrato y la suma de los siguientes conceptos: (i) Margen de Soberanía; (ii) Costos de Transporte del Estado; (iii) Costos de Comercialización; y, (iv) Los tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbios, si los mismos resultasen aplicables.

TITULO VI

UTILIDADES DE LOS TRABAJADORES

Art. 57.- Trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera.- Para todos los efectos del artículo 94 de la Ley de Hidrocarburos, se entenderán como trabajadores vinculados a la actividad hidrocarburífera a aquellos directamente relacionados con la ejecución del proyecto de exploración y/o explotación de hidrocarburos, dentro de la respectiva área del contrato.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Los acuerdos para la modificación de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos que se vienen realizando de conformidad con la Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010, incluyendo la suscripción de las actas y documentos de la negociación, y la aprobación de los mismos por parte de las autoridades competentes, deberán concluirse dentro de los plazos previstos en dicha disposición transitoria, sin perjuicio de que la instrumentación en escritura pública de los contratos y su inscripción en el Registro de Hidrocarburos se pueda efectuar vencido dicho plazo.

Los contratos que se suscriban en el año 2010 para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, podrán establecer al 1 de enero del 2011 como fecha efectiva para el inicio de las respectivas operaciones bajo la nueva modalidad contractual. Hasta que se cumpla la referida fecha efectiva se podrán mantener las operaciones de las contratistas bajo las condiciones contractuales previas a las de la nueva modalidad contractual.

Los campos cuyos contratos se terminen

unilateralmente como producto del cumplimiento de la Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial No. 244 del 27 de julio del 2010, se revertirán al Estado y serán administrados por la Secretaría de Hidrocarburos.

SEGUNDA.- La Secretaría de Hidrocarburos, con la finalidad de preservar las actividades productivas, establecerá los procesos de transición operacional que sean necesarios en caso de terminación unilateral de los contratos que proceda de conformidad con la Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010.

El presente reglamento entrará en vigencia a partir de la presente fecha, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a 15 de noviembre del 2010.

f.) Rafael Correa Delgado, Presidente Constitucional de la República.

© 1988 - 2012 Lexis S.A. Todos los derechos reservados.

El contenido de este documento no puede ser reproducido, transmitido o difundido sin autorización de LEXIS S.A.

REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS

4



Ministerio de
Recursos Naturales
No Renovables
República del Ecuador



REGLAMENTO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS

Norma: Acuerdo Ministerial 389
Publicación: Registro Oficial 671
Fecha: 26-sep-2002 Estado: Vigente
Última Reforma: 03-abr-2012

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Considerando:

Que de acuerdo con el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos, el Ministro de Energía y Minas es el funcionario encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos para lo cual está facultado para dictar los reglamentos y disposiciones que se requieran;

Que el Ministro de Energía y Minas es el funcionario responsable de normar la industria petrolera, en lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia;

Que mediante Acuerdo Ministerial No. 1311, publicado en el Registro Oficial No. 681 de 8 de mayo de 1987 se expidió el Reglamento de operaciones hidrocarburíferas, reformado con Acuerdo Ministerial No. 189, publicado en el Registro Oficial No. 123 de 3 de febrero de 1989;

Que es necesario actualizar las regulaciones que rigen las operaciones hidrocarburíferas;

En ejercicio de las facultades conferidas por el numeral 6 del artículo 179 de la Constitución Política de la República, los artículos 6 y 9 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 17 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva.

Acuerda:

Expedir el siguiente Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

Capítulo I Disposiciones Generales

Art. 1.- Objetivo: La finalidad de este reglamento es regular y controlar las operaciones hidrocarburíferas.

Las operaciones hidrocarburíferas comprenden las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos que incluyen las actividades de exploración, las actividades de perforación exploratoria y de desarrollo, y las actividades de transporte, almacenamiento, refinación, industrialización y producción de petróleo y gas natural.

Art. 2.- Ambito de aplicación: El presente reglamento se aplicará a todas las operaciones hidrocarburíferas que lleven a cabo PETROECUADOR o las personas jurídicas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país o uniones de personas jurídicas, tales como consorcios o asociaciones, delegadas por el Estado para el efecto, con excepción de aquellas actividades específicamente reguladas.

Art. 3.- Definiciones: Las definiciones de los términos técnicos y operativos utilizados en este reglamento están indicados en el anexo A de este reglamento.

Art. 4.- Obligaciones: PETROECUADOR y las contratistas deberán cumplir con las disposiciones que establezca la ley, los re-

glamentos vigentes y las obligaciones establecidas en este reglamento, las que se hallen estipuladas en los contratos firmados con el Estado Ecuatoriano y las regulaciones que expida el Ministro de Energía y Minas de acuerdo con lo previsto en el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 5.- Representación legal: Las contratistas registrarán en la Dirección Nacional de Hidrocarburos el nombramiento de su representante legal o apoderado que les represente ante el Estado Ecuatoriano.

Art. 6.- De las operadoras: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, podrán realizar operaciones hidrocarburíferas en forma directa o mediante la contratación de empresas operadoras a las cuales contractualmente se les encarga realizar una o más de las actividades comprendidas como operaciones hidrocarburíferas.

PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, previo al inicio de las operaciones, notificarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos de los contratos de operación firmados para la operación total del campo, para la perforación de pozos y tendido de ductos.

La contratación de empresas operadoras no restringe, no limita y no transfiere la responsabilidad contractual de las contratistas ante el Estado, seguirán siendo responsables de la ejecución del contrato respectivo y del cumplimiento de las obligaciones contractuales adquiridas.

Art. 7.- Protección ambiental: Sin perjuicio de las normas específicas contenidas en este reglamento, en relación con la protección ambiental, PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, deberán cumplir con las demás disposiciones legales y reglamentarias vigentes, relacionadas con el control y protección ambiental.

Art. 8.- Seguridad: PETROECUADOR y las

contratistas deberán conducir las operaciones petroleras observando las disposiciones y regulaciones que la ley y los reglamentos señalan sobre seguridad industrial y medidas de control vigentes en el Ecuador y a falta de ellas, aplicarán procedimientos y prácticas comunes en la industria petrolera internacional.

Art. 9.- Notificación: PETROECUADOR y las contratistas están obligadas a dar aviso previo a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, del inicio, suspensión o terminación de las operaciones hidrocarburíferas previstas en el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones aprobado.

La falta de notificación, impedirá a PETROECUADOR o a las contratistas, según el caso, iniciar cualquiera de las actividades previstas en dicho Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones. La inobservancia de esta obligación será causa de sanción.

Los servicios de control y regulación de las operaciones hidrocarburíferas, están sujetos al pago de los derechos fijados por el Ministerio de Energía y Minas.

Art. 10.- Normas y estándares: En las operaciones hidrocarburíferas, PETROECUADOR y las contratistas deberán aplicar, al menos, las prácticas recomendadas por el American Petroleum Institute (API) particularmente las siguientes: "Exploration and Production Standards" y el "Manual of Petroleum Measurement Standards" y cualquier otra norma o estándar de la industria petrolera.

Art. 11.- Uso de gas y petróleo: El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado, y solo podrá ser utilizado por las contratistas en las cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización del Ministerio de Energía y Minas y el pago de los derechos que establezca el Mi-

nisterio de Energía y Minas.

En yacimientos de condensado o de elevada relación gas-petróleo, el Ministerio de Energía y Minas podrá exigir la recirculación del gas.

Las contratistas entregarán a PETROECUADOR, sin costo, el gas proveniente de yacimientos de condensado, no utilizado para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, que PETROECUADOR requiera para fines industriales, de generación de energía eléctrica, comercialización o de cualquier otra índole. PETROECUADOR pagará solamente los gastos de adecuación que, para dicha entrega, realicen las contratistas.

El gas asociado rico (con alto contenido de propano y butano) proveniente de la explotación de hidrocarburos, no podrá ser quemado, la contratista deberá procesarlo industrialmente y venderlo a PETROECUADOR a precio internacional, de acuerdo con lo que se establezca en el Plan de Desarrollo que debe presentar la contratista para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas. En caso que la contratista decidiera no procesar este gas, para proceder a su quema deberá pagar los derechos que fije el Ministerio de Energía y Minas.

Las contratistas podrán consumir petróleo crudo proveniente del campo que estén operando, para operaciones de campo, siempre y cuando el crudo que se utilice provenga del porcentaje de participación de crudo de la contratista, fijado en el respectivo contrato.

Las empresas que celebren Contratos de Asociación, durante el período de vigencia del mismo deberán utilizar el gas asociado y si éste no fuera suficiente podrán consumir petróleo crudo proveniente del área que estén operando, para emplearlo exclusivamente sus operaciones productivas. Este petróleo crudo no formará parte de la producción fiscalizada

del área de contrato.

Nota: Artículo reformado por Acuerdo Ministerial No. 17, publicado en Registro Oficial 288 de 9 de Marzo del 2004.

Art. 12.- Contabilidad general: Las contratistas presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, hasta el 30 de abril de cada año, los estados financieros del ejercicio fiscal inmediato anterior, auditados por firmas independientes, con los anexos respectivos de inversiones, costos y gastos, clasificados de acuerdo a lo que estipulan los reglamentos correspondientes.

Art. 13.- Aprobaciones del Ministerio de Energía y Minas: En cualquier caso de requerimiento de aprobación del Ministerio de Energía y Minas o de la Dirección Nacional de Hidrocarburos dispuesta por la ley, reglamentos o contratos, PETROECUADOR y las contratistas deberán presentar las solicitudes correspondientes ante el Ministerio de Energía y Minas, utilizando los formatos que para cada caso determine el Ministerio acompañando los documentos de sustento respectivos.

Las solicitudes de autorización a las que se refiere este reglamento, deberán ser atendidas dentro de los plazos que fije la ley o dentro de los estipulados en los contratos o en su defecto dentro del término de quince (15) días de recibido el pedido. El silencio administrativo se entenderá como favorable para el peticionario.

Las aprobaciones o autorizaciones que expida el Ministro de Energía y Minas o el Director Nacional de Hidrocarburos, según el caso, se expresarán en acuerdos ministeriales y resoluciones.

Capítulo II De la exploración

Art. 14.- Período de exploración: El período de exploración de los contratos para la explotación de petróleo crudo durará hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta dos (2) años más, previa justificación de la contratista y autorización de PETROECUADOR. La operación deberá comenzar y continuar en el terreno dentro de los seis (6) primeros meses a partir de la inscripción del contrato en el registro de Hidrocarburos, inscripción que tendrá que realizarse dentro del plazo de treinta (30) días de suscrito el contrato.

El período de exploración de los contratos para la exploración y explotación de gas natural podrá durar hasta cuatro (4) años, prorrogable hasta por dos (2) años más previa justificación de la contratista y autorización de PETROECUADOR. Posterior al período de exploración y antes de iniciar el período de explotación, la contratista tendrá derecho a un período de desarrollo del mercado y de construcción de la infraestructura necesarios para el efecto, cuya duración será de cinco (5) años prorrogables de acuerdo a los intereses del Estado, a fin de que la contratista, por sí sola o mediante asociación con terceros, comercialice el gas natural descubierto.

El período de exploración se prorrogará:

- a. Por requerirse tiempo, adicional para la evaluación de los descubrimientos efectuados en el último año, para el caso de contrato de petróleo crudo; y,
- b. Si la contratista se obliga a ejecutar un nuevo programa exploratorio, siempre y cuando haya cumplido todas las obligaciones de Plan Exploratorio Mínimo.

Art. 15.- Autorizaciones y permisos: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, bajo su responsabilidad, obtendrán todas las autorizaciones y permisos que se requieran para las operaciones hidrocarburíferas a su

cargo y obtendrán toda la información relacionada con el área del contrato, la ubicación del yacimiento, de los futuros pozos, entre otros, que le permita la correcta y adecuada planificación de sus operaciones y la instalación de los equipos de exploración.

Art. 16.- Aprobación de planes: PETROECUADOR o las empresas contratistas, según el caso, antes de iniciar su ejecución, deberán someter a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas los planes de exploración y desarrollo de yacimientos o de otras actividades industriales.

Los planes y programas exploratorios se ejecutarán en la forma que acuerden las partes, conforme lo dispuesto por el artículo 25 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 17.- Proyectos de exploración: PETROECUADOR y las empresas contratistas, antes de iniciar cualquier trabajo exploratorio, que conste en el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, incluyendo la perforación de pozos, deberán notificar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el inicio de las actividades respectivas.

Art. 18.- Presentación de los estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, un ejemplar en papel y en formato digital fijado por el Ministerio de Energía y Minas, los datos y resultados de cada uno de los trabajos de prospección, incluyendo las interpretaciones geológicas, geofísicas, geoquímicas y otras que se hubieren obtenido.

Al finalizar la prospección de una área determinada, se presentará el informe respectivo con sus mapas, cortes, secciones, interpretaciones, costos y demás datos, igualmente, un ejemplar en papel y digital, en los formatos que señale el Ministerio de Energía y Minas, dentro del plazo de noventa (90) días siguientes.

tes a la determinación de cada levantamiento.

Capítulo III

De la perforación

Art. 19.- Actividades de perforación: Las actividades de perforación forman parte del Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones que debe ser presentado para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas, conforme a lo dispuesto en el presente reglamento.

Art. 20.- Notificación previa y solicitud de perforación: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, utilizando los formatos establecidos para el efecto, notificarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el inicio estimado de la perforación de cada pozo que conste en el Programa Anual de Actividades y el Presupuesto de Inversiones, indicando las coordenadas de superficie geográficas y UTM y de fondo así como también los objetivos a probar o producir.

Respecto de la perforación de pozos que no consten en el Programa Anual de Actividades y el Presupuesto de Inversiones aprobado para el año en curso y cuando fuere necesario profundizarlos o desviarlos (sidetrack, multilaterales), PETROECUADOR o las contratistas, según fuere el caso, presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en los formatos determinados para el caso, la solicitud de aprobación previa correspondiente junto con la reforma del Programa Anual de Actividades y el Presupuesto de Inversiones.

La perforación de pozos cuyo objetivo se encuentre en un radio menor de doscientos (200) metros de toda vertical bajada del límite de la respectiva área del contrato, requerirá de la autorización previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

La falta de notificación o de aprobación, según el caso, impedirá a los interesados el inicio de los trabajos de perforación.

Art. 21.- Estudios para perforaciones costa afuera:

En el caso de perforaciones costa afuera para el posicionamiento de las plataformas de perforación que tengan que ser asentadas en el fondo marino, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberá efectuar estudios geológicos, geofísicos y geotécnicos del suelo, así como estudios meteorológicos y batimétricos del área a fin de garantizar la estabilidad de las plataformas y evitar riesgos durante las operaciones de perforación.

Art. 22.- Registro: PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, está obligada a llevar un registro continuo y exacto de los trabajos de perforación en el cual figurarán las coordenadas geográficas y elevaciones (mesa rotatoria y terreno) definitivas, la profundidad, espesor y naturaleza de los estratos, así como las manifestaciones de agua, petróleo y gas. Esta información deberá estar a disposición de los funcionarios de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Copia de tales registros será presentada a la Dirección Nacional de Hidrocarburos como parte de los reportes de perforación e informe final de pozo a los que se refiere el artículo 25 de este reglamento.

Art. 23.- Pozo fuera de control (BLOW OUT): Si un pozo quedare fuera de control, PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, independientemente de sus obligaciones contractuales, deberá notificar de este hecho en forma inmediata, a la Dirección Nacional de Hidrocarburos. Dentro del plazo de cinco (5) siguientes enviará un informe escrito preliminar indicando las causas del hecho y los pasos dados para controlar el pozo y quince (15) días después que el pozo haya sido controlado, presentará el informe final, detallando todos los problemas ocurridos y las acciones adoptadas.

Art. 24.- Taponamiento y abandono de po-

zos: Si como resultado de la perforación o pruebas de producción se determinare que el rendimiento del pozo de petróleo o gas natural, no es comercial o no se pudiere terminar un pozo por problemas o fallas operacionales; se procederá al taponamiento definitivo y abandono del pozo para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, solicitará, en el formulario correspondiente, la autorización respectiva de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Para las operaciones de taponamiento de pozos, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, procederán conforme al instructivo que al respecto expida el Ministro de Energía y Minas.

Cuando se determine que un pozo es productivo de petróleo o gas, pero debido a que no se ha declarado la comercialidad del campo o no se dispone de la infraestructura superficial necesaria para incorporarlo a la fase de explotación, se procederá al taponamiento y abandono temporal del pozo, para lo cual se observará el mismo procedimiento seguido para el taponamiento y abandono definitivo.

En pozos costa afuera, cuando la tubería de revestimiento se extienda por encima del suelo marino, se anclará un tapón mecánico (recuperable o permanente) a la profundidad que establezca la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberá presentar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, el informe de taponamiento del pozo, dentro del plazo de treinta (30) días siguientes de terminada la operación, detallando el método y los materiales empleados.

Art. 25.- Reporte diario de perforación y reporte final del pozo: PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, enviará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos diariamente el reporte de perforación correspon-

diente a ese día y, dentro del plazo de noventa (90) días de la finalización de los trabajos de perforación, deberá presentar el reporte final del pozo, que contendrá la historia de la perforación, los registros efectuados, el estado mecánico del pozo y los resultados obtenidos y los costos incurridos en los trabajos de perforación y terminación.

Art. 26.- Plan de Desarrollo: PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, dentro de los plazos que fijen los contratos o dentro del plazo de noventa (90) días antes de la terminación del período de exploración, deberá presentar para aprobación del Ministerio de Energía y Minas el Plan de Desarrollo para cada uno de los campos que vaya a desarrollar. En el caso de explotación de gas, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado noventa (90) días antes del vencimiento del período de investigación. El Plan de Desarrollo se presentará en dos ejemplares y en formato digital y contendrá, al menos, la siguiente información:

ASPECTOS TECNICOS

a. GEOLOGIA Y GEOFISICA:

- Estudios geológicos y geofísicos;
- Interpretación de registros eléctricos.
- Mapas y cortes estructurales - estratigráficos, planimétricos, isobáricos e isópacos, isoporosidades, isosalinidades y porcentaje de agua de los yacimientos.
- Cálculo del POES y reservas;

b. YACIMIENTOS:

- Estudio de yacimientos y fluidos.
- Comportamiento de presión y producción.
- Propuesta de la tasa de producción de máxima eficiencia, por pozo, yacimiento y campo, con los debidos sustentos técnicos.
- Modelos matemáticos del comportamiento del campo y la recuperación de las reservas;

c. PERFORACION:

- Pozos de desarrollo.
- Programa de completación de pozos;

d. PRODUCCION:

- Inversiones y programas de preservación del medio ambiente.
- Facilidades de producción y obras de infraestructura.
- Centro de fiscalización y entrega de la participación; y,

e. CRONOGRAMA:

- Cronograma de actividades para todo el período del contrato.

ASPECTOS ECONOMICOS

- a. Modelo económico;
- b. Determinación de las inversiones a efectuarse; y,
- c. Determinación de los costos a incurrir.

El Ministerio de Energía y Minas aprobará o negará la aprobación del Plan de Desarrollo dentro del término de treinta (30) días de recibida la solicitud.

El Ministerio de Energía y Minas, dentro del término señalado en el inciso precedente, podrá solicitar la aclaración de los documentos o de la información presentada en el Plan de Desarrollo.

La aprobación del Plan de Desarrollo se negará en caso de que la información presentada esté incompleta o no tenga el sustento técnico respectivo. En estos casos, la interesada podrá volver a solicitar nuevamente la aprobación del Plan de Desarrollo siempre que las causas que determinaron la negativa hayan sido superadas satisfactoriamente.

PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, podrán hacer reformas al Plan de

Desarrollo para agregar, suprimir o reformar actividades o sus presupuestos con la aprobación previa del Ministerio de Energía y Minas, para lo cual se observará el mismo proceso que el seguido para la aprobación del Plan de Desarrollo.

Para la explotación de yacimientos comercialmente explotables, resultantes de exploraciones adicionales, se deberá contar con el Plan de Desarrollo Adicional, que deberá ser tratado en la misma forma prevista en este artículo.

Capítulo IV
De la explotación

De la Producción

Art. 27.- Período de Explotación: El período de explotación, en todo tipo de contrato, podrá durar hasta veinte (20) años prorrogable por PETROECUADOR, de acuerdo a lo que se establezca en el Plan de Desarrollo del área y siempre que convenga a los intereses del Estado.

El período de explotación de los contratos relativos a la exploración y explotación de gas natural podrá durar hasta veinte y cinco (25) años, prorrogable por PETROECUADOR, de acuerdo a los intereses del Estado.

La contratista iniciará el período de explotación previa autorización de PETROECUADOR.

El período de explotación podrá prorrogarse por las siguientes causas:

- a. Cuando el área de explotación se encuentre alejada de la infraestructura hidrocarburífera petrolera existente; previa aprobación de PETROECUADOR;
- b. Cuando la contratista, luego de haber realizado trabajos de exploración adicional, hubiere descubierto hidrocarburos comercialmente explotables, no previstos en los programas de exploración; y,

c. Cuando la contratista proponga nuevas inversiones significativas en el período de explotación por razones técnicas debidamente justificadas y aceptadas por los organismos correspondientes.

Art. 28.- Delimitación del área: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, están obligadas a delimitar definitivamente el área contratada y entregar el documento cartográfico correspondiente en formato digital compatible con el Sistema de Información Geográfica del Ministerio de Energía y Minas, dentro de los cinco primeros años del período de explotación, siguiendo métodos geodésicos u otros métodos científicos. En este trabajo intervendrá, por parte del Estado, el Instituto Geográfico Militar o el Instituto Oceanográfico de la Armada, según sea el caso. De existir dicho documento cartográfico, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, tienen la obligación de actualizarlo.

Art. 29.- Terminación de pozos: Sobre la base de la interpretación de los registros eléctricos corridos y más información obtenida durante la perforación, y antes de iniciar las actividades de producción, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, notificará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el Programa de Pruebas y Completación.

Art. 30.- Terminación múltiple: En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de trabajos de mantenimiento.

No obstante lo dispuesto en el inciso anterior, en determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 32 de este reglamento.

Art. 31.- Equipo de terminación: PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, deberá equipar adecuadamente, los pozos que deben ser terminados como productivos o de inyección, de acuerdo con las prácticas de ingeniería generalmente aceptadas, a fin de:

- a. Controlar eficientemente la producción o inyección de fluidos;
- b. Impedir el escape y el desperdicio de hidrocarburos, para evitar pérdidas, daños y contaminación;
- c. Evitar la comunicación de fluidos de un yacimiento a otro; y,
- d. Tomar registros de temperatura y de presiones, independientemente en los diferentes yacimientos, cada seis meses y efectuar trabajos de reacondicionamiento y controlar la producción individual de cada uno de los yacimientos.

Art. 32.- Explotación de yacimientos: Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados, mantenidos y operados de acuerdo con las características de cada yacimiento en particular.

En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resulta antieconómica, la Dirección Nacional de Hidrocarburos autorizará su explotación simultánea, para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentará los justificativos técnicos y económicos correspondientes.

Cualquier cambio de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 33.- Daños a formaciones: Para evitar daños a formaciones en zonas productivas, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, realizarán las operaciones de perforación, terminación, reacondicionamientos y estimulación de acuerdo con las característi-

cas del yacimiento principalmente en función de las presiones del yacimiento y fractura y de la composición mineralógica, permeabilidad y porosidad de la formación.

Art. 34.- Informe de las pruebas de producción: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán presentar en la Dirección Nacional de Hidrocarburos un informe sobre los resultados de las pruebas iniciales de producción del pozo dentro del plazo de quince (15) días de terminadas tales pruebas.

Art. 35.- Estimación de reservas: Con el objeto de que la Dirección Nacional de Hidrocarburos establezca las cifras oficiales de reservas anuales, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán presentar, hasta el primero de diciembre de cada año, el cálculo actualizado del volumen original del petróleo en el sitio, factor de recobro y reservas probadas, probables y posibles que estima existan en su área de operación, debidamente avalizado por una compañía certificadora independiente, registrada en la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 36.- Estudio. y comportamiento inicial de yacimientos: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, el estudio realizado por una compañía certificadora independiente, registrada en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, respecto del comportamiento actual y futuro del yacimiento, el cual deberá contener, entre otros, los siguientes datos: Análisis de rocas y fluidos, registro de presión y producción, interpretación de registros eléctricos y otros, mapas estructurales, isobáricos e isópacos, naturaleza del mecanismo o mecanismos de producción del yacimiento en relación al tiempo que muestre el efecto de las tasas, de producción de fluidos sobre la recuperación final, curvas de declinación de producción y otros datos similares.

Este estudio será actualizado anualmente y

presentado a la Dirección Nacional de Hidrocarburos en enero de cada año.

Art. 37.- Pruebas: Una vez concluida la perforación de un pozo, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, podrán evaluarlo y producirlo a diferentes tasas de producción por un plazo máximo de treinta (30) días y solicitará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos la aprobación de la tasa de producción permitida. Se llevarán registros de presión y de la producción de petróleo, agua y gas y de los trabajos de evaluación y producción que deberán estar disponibles, en cualquier momento, para el examen de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Durante el transcurso del período antes mencionado, se podrá producir el pozo y comercializar su producto, llevando para ello los registros necesarios. Esta producción se imputará a la tasa de producción permitida.

Art. 38.- Tasa de producción permitida: La Dirección Nacional de Hidrocarburos mediante resolución motivada, aprobará la tasa de producción permitida a nivel de yacimiento, campo o pozo, sobre la base de la información técnica presentada por PETROECUADOR o la contratista, según el caso, aplicando los parámetros que al respecto fije el Ministro de Energía y Minas o los que se estipulen en los contratos respectivos, según el caso. De la medición y fiscalización de la producción

Art. 39.- Responsabilidad: PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, medirán la producción del área del contrato, yacimientos, campos y pozos y la calidad de hidrocarburos, conforme a lo establecido en este reglamento.

Art. 40.- Medición de la producción: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, reportarán diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la producción de cada pozo productivo detallando los resul-

tados individuales para petróleo, agua y gas libre o asociado, para lo cual utilizarán el formato que se establezca para el efecto.

Asimismo, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, medirán y obtendrán los resultados de la producción mensual del área del contrato, yacimiento y campo. La información obtenida se incluirá en el reporte mensual de producción y calidad de hidrocarburos que debe ser presentado a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, dentro de los diez (10) primeros días del siguiente mes, en los formatos que para el caso fije el Ministerio de Energía y Minas.

Los formatos con la información podrán ser entregados en papel, correo electrónico o a través de la página WEB del Ministerio de Energía y Minas.

4

Art. 41.- Fiscalización de la producción: La medición y la fiscalización de los hidrocarburos provenientes del área del contrato, se realizarán diariamente en los centros de fiscalización y entrega establecidos en el contrato o en los puntos determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mediante equipos de medición automática o aforo en tanques de almacenamiento. Los resultados de la fiscalización se asentarán día a día en el registro respectivo, que será presentado diariamente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 42.- Métodos y procedimientos de medición: Las mediciones y el control de la calidad de hidrocarburos se realizarán aplicando el "Manual of Petroleum Measurement Standards" o cualquier otro método y procedimiento acorde con los estándares y prácticas de la industria petrolera internacional. En forma previa a su utilización, los métodos y procedimientos seleccionados deberán ser notificados a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 43.- Equipos de medición: PETRO-

ECUADOR o las contratistas, según, el caso, deberán instalar equipos de medición automática, con medidores duplicados. Estos aparatos de medición deberán permitir el registro de los resultados en forma remota y estar equipados con impresor de boletas de medición.

Art. 44.- Calibración: Los equipos de medición deberán ser probados una vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

La calibración de los equipos de medición automática deberá efectuarse cada vez que sea necesario, antes de su uso, a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos y las normas bajo las cuales fueron fabricados.

Asimismo, los tanques de almacenamiento, antes de su uso, deberán ser calibrados y el uso de las tablas de calibración volumétrica deberá ser autorizado previamente por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las calibraciones serán realizadas conforme a las prácticas de la industria petrolera internacional por empresas inspectoras independientes registradas en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a costo de la contratista.

De las operaciones de producción

Art. 45.- Construcción y operación de facilidades de producción: Antes de iniciar la construcción, ampliación o modificación de las facilidades de producción, constantes en el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones aprobado y su operación, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán notificar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos sobre su decisión de hacerlo, para lo cual utilizarán el formulario establecido para el efecto.

PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán obtener todos los demás permisos y autorizaciones bajo su exclusiva responsabilidad.

Art. 46.- Relación gas-petróleo: Los pozos productores de petróleo no deberán superar la relación gas-petróleo prevista en el Plan de Desarrollo correspondiente.

Art. 47.- Medición de gas: En caso de producirse gas natural o gas asociado en cantidades que ameriten su comercialización, las partes acordarán en el contrato el procedimiento para medición, fiscalización y control de calidad del gas natural o asociado.

Art. 48.- Presiones de los yacimientos: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, obtendrán datos de la presión de fondo de los yacimientos a producir. La información obtenida será presentada a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

PETROECUADOR o la contratista, según el caso; efectuarán pruebas de presión en todos los pozos una vez al año y deberán presentar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos los informes correspondientes, dentro del plazo de treinta (30) días después de concluidas dichas pruebas.

La Dirección Nacional de Hidrocarburos, podrá ordenar que se tomen las medidas de presión de fondo en los pozos que juzgue necesarios y podrá disponer el cierre de aquéllos que presentan serias anomalías, en el caso de que éstas no puedan ser corregidas.

Art. 49.- Recuperación mejorada: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, podrán realizar los trabajos necesarios a fin de aumentar la recuperación primaria en aquellos yacimientos en los que técnica y económicamente sea posible. Para el efecto en el respectivo Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones se hará constar el proyecto y el presupuesto correspondiente.

PETROECUADOR o la contratista, según el caso, antes de implementar cualquier sistema de recuperación mejorada de un yacimiento, presentará para aprobación de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el estudio técnico del proyecto, el cual contendrá por lo menos:

- a. La interpretación geológico - estructural;
- b. Mecanismos de producción;
- c. Comportamiento de presión, producción, proyectos de ingeniería que incluya las instalaciones y los equipos necesarios;
- d. Evaluación en cuanto, al incremento esperado en la recuperación de reservas; y;
- e. Predicción del comportamiento productivo y resultados económicos que se desea obtener.

Una vez puesto en marcha el sistema de recuperación mejorada, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentarán, anualmente a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, el informe referente al proyecto, como parte del informe anual de operaciones.

Art. 50.- Solicitud de reacondicionamiento de pozos: Previo a cualquier trabajo de reacondicionamiento de pozos que implique un cambio o estimulación de un yacimiento productor, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la respectiva solicitud en el formulario correspondiente.

La autorización correspondiente tendrá un período de validez de un año.

Dentro del plazo, de treinta (30) días posteriores a la terminación de los trabajos, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán presentar los resultados obtenidos en el formulario correspondiente, incluido la información en archivos ASCII y el diagrama final del pozo.

No se considerarán reacondicionamientos, los trabajos que no afecten a los yacimientos, o a la completación del pozo, tales como

desasentamiento de empaaduras, cambio o mantenimiento de equipo o sistema de levantamiento artificial por uno similar, limpieza, servicios y otros similares. Para, la realización de estos trabajos PETROECUADOR o la contratista, según el caso, notificarán, a la Dirección Nacional de Hidrocarburos con su decisión de hacerlo, especificando el detalle de los trabajos a efectuarse.

De la explotación unificada

Art. 51.- Explotación unificada: La explotación de yacimientos comunes a dos o más áreas de contrato, hará obligatorio para las contratistas, en las áreas del contrato afectadas, o PETROECUADOR, si actuare por si misma en un área afectada, celebrar, previa la aprobación del Ministerio de, Energía y Minas, convenios operacionales de explotación unificada, con el objeto de lograr mayor eficiencia y economía en la operación.

Serán considerados comunes y por tanto sujetos al régimen de explotación unificada, los yacimientos calificados, como tales por el Ministerio de Energía y Minas, sobre bases técnicas y económicas.

El Ministerio de Energía y Minas deberá emitir su calificación según los términos previstos en el artículo 13 de este reglamento a partir de la presentación de la solicitud correspondiente por parte de la contratista y de PETROECUADOR, si estuviere afectada.

Los convenios operacionales de explotación unificada estarán sujetos al mismo régimen contractual del contrato principal, y deberán ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas dentro del término de quince (15) días contados a partir de la fecha en que un yacimiento fue calificado común por el Ministerio de Energía y Minas.

Cuando las partes involucradas no llegaren a un acuerdo definitivo sobre el convenio, podrá celebrarse un convenio operacional

provisional, por un plazo no mayor a ciento ochenta (180) días, el que igualmente deberá ser previamente aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

Si las partes involucradas no pudiesen acordar un convenio operacional provisional, el Ministerio de Energía y Minas, a pedido de las partes establecerá los parámetros básicos de explotación.

De la conservación

Art. 52.- Conservación: La explotación de los hidrocarburos se realizará, en tal forma que se evite el uso excesivo e impropio de la energía natural del yacimiento, por lo cual, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, explotarán observando las tasas aprobadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y controlarán las presiones y relación gas-petróleo y corte de agua, a fin de que se obtenga técnica y económicamente la máxima recuperación final de hidrocarburos.

Art. 53.- Reposición de energía: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, repondrán la energía de todos aquellos yacimientos en los cuales técnica y económicamente sea posible, para cuyo efecto deberán proponer a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, los métodos a utilizarse con los estudios de sustento y la oportunidad de su aplicación.

Art. 54.- Corrección de anomalías en pozos: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, informarán a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, sobre los pozos cuya producción y comportamiento considere anormal y propondrán las correcciones que estimen aconsejables.

Si se comprobare anomalías no corregidas que dañen el yacimiento, la Dirección Nacional de Hidrocarburos podrá disponer la aplicación de medidas correctivas, incluyendo el cierre del pozo, sin perjuicio de la

imposición de las sanciones previstas en la Ley de Hidrocarburos.

Del transporte, almacenamiento, refinación e industrialización

Art. 55.- Responsabilidad y regulación: El transporte de los hidrocarburos, su almacenamiento, refinación e industrialización, será de responsabilidad de PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, las que deberán observar en el ejercicio de estas actividades, las estipulaciones que al respecto contemplen los contratos, las que dispongan la ley y los reglamentos vigentes y las regulaciones que expida el Ministro de Energía y Minas.

Art. 56.- Construcción y operación de ductos: La construcción y operación de ductos principales y secundarios que consten como obligación contractual de las contratistas de exploración y explotación, se efectuará conforme las estipulaciones que para el caso establezca el contrato respectivo.

Para construir ductos principales privados que no formen parte de obligaciones contractuales específicas, se deberá observar las normas que prevé el Reglamento para la construcción y operación de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos.

Para construir ductos secundarios que no formen parte de obligaciones contractuales específicas, se deberá obtener previamente la autorización del Presidente de la República conforme a lo establecido en el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 57.- Construcción y operación de centros de almacenamiento: La construcción y operación de centros de almacenamiento de petróleo, gas natural y derivados, incluido el GLP, que consten como obligación contractual de las contratistas de exploración y explotación, será realizada observando las estipulaciones que para el caso establezca el contrato respectivo.

Para construir centros de almacenamiento de petróleo, gas natural y derivados, incluido el GLP que no formen parte de obligaciones contractuales específicas, se deberá obtener previamente la autorización del Presidente de la República conforme a lo establecido en el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 58. De la refinación e industrialización: El ejercicio de actividades de refinación e industrialización, a cargo de una contratista de exploración y explotación, se efectuará conforme las estipulaciones del contrato respectivo.

Para construir y operar instalaciones de refinación e industrialización que no formen parte de obligaciones contractuales específicas, se deberá proceder conforme al Reglamento para la autorización de actividades de refinación e industrialización de hidrocarburos.

Art. 59.- Notificación previa: En todo caso de construcción o inicio de operaciones de ductos, centros de almacenamiento e instalaciones de refinación e industrialización, que formen parte de las obligaciones de un contratista de exploración y explotación, la contratista deberá notificar de estos hechos en forma previa, en los formularios respectivos, a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Art. 60.- Autorizaciones: En todo caso de construcción de ductos e instalaciones de refinación e industrialización de hidrocarburos, se deberá contar con las autorizaciones previstas en los artículos 8 y 81 de la Ley de Hidrocarburos, sin perjuicio que la contratista, bajo su responsabilidad, obtenga las demás autorizaciones y permisos que fije la ley.

Capítulo V De los informes y programas

Art. 61.- Informes económicos: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán suministrar al Ministerio de Energía

y Minas, cuando se lo requiera, datos económicos relativos a cualquier aspecto de la exploración, de la explotación y de otras actividades industriales o comerciales, y sobre los costos de tales operaciones.

Art. 62.- Informes trimestrales: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, están obligadas a suministrar al Ministerio de Energía y Minas, trimestralmente o cuando lo solicite, informes sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción, de evaluación y estimación de reservas, y demás actividades acompañando los planos y documentos correspondientes.

Art. 63.- Informe anual de operaciones: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deben presentar, asimismo, en el primer mes de cada año, el informe anual de operaciones correspondiente al año inmediato anterior. Este informe contendrá los datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal y demás pormenores de los trabajos.

Art. 64.- Informes aerofotogramétricos: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deben presentar dentro de los tres (3) primeros años del período de exploración, el mosaico aerofotogramétrico de la zona terrestre contratada, utilizando la escala y las especificaciones que determinare el Instituto Geográfico Militar. El levantamiento aerofotogramétrico, si no estuviere hecho, se realizará por intermedio o bajo el control del instituto y los negativos serán de propiedad del Estado.

Art. 65.- Programa de actividades y presupuesto de inversiones: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deben presentar para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas, en la fecha estipulada en los contratos suscritos o hasta el primero de diciembre de cada año, según el caso, el programa de

actividades y presupuesto de inversiones, a realizarse en el año calendario siguiente.

El Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones deberá contener:

Para exploración:

- a. La descripción de las actividades de prospección y exploración a realizarse;
- b. Estudios geológicos - geofísicos del área del contrato a realizarse;
- c. Mapas estructurales, planimétricos, topográficos y batimétricos del área a explorar, indicando los lotes y límites del área con señalamiento en coordenadas geográficas y coordenadas especiales para hidrocarburos, CEPHI;
- d. Información sobre los pozos exploratorios a ser perforados y el programa de perforación;
- e. Información sobre las medidas de protección ambiental;
- f. El cronograma de ejecución de las actividades a desarrollarse en el año;
- g. La determinación de la inversión a efectuarse en el año; y,
- h. La información específica requerida en este reglamento.

Para explotación:

- a. La determinación de las actividades de explotación a realizarse;
- b. La proyección de producción por yacimiento, campo y pozo, programas de perforación, las facilidades de producción a ejecutarse y los programas de protección ambiental;
- c. El cronograma de ejecución de las actividades a desarrollarse en el año;
- d. La determinación de la inversión a efectuarse en el año;
- e. Junto con el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, en su momento, se deberá presentar, para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas, el programa quinquenal actualizado de las actividades a

desarrollarse, incluyendo su presupuesto; y, f. La información específica requerida en este reglamento.

El Ministerio de Energía y Minas aprobará o negará el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones dentro de los términos establecidos en el artículo 13 de este reglamento.

PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, podrán hacer reformas al Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones para agregar, suprimir o reformar actividades o sus presupuestos con la aprobación previa del Ministerio de Energía y Minas, para lo cual se observará el mismo proceso que el seguido para la aprobación del Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones.

Art. 66.- Disponibilidad de la información primaria: PETROECUADOR o la contratista, según el caso, es depositaria de toda la información obtenida por ella, por su operadora o por sus subcontratistas, la que estará a disposición en todo momento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

La información primaria comprende, pero no se limita a:

- a. Libretas de campo (geológicas y geofísicas), fotografías aéreas, radar lateral, registros de pozos, rípios de perforación y testigos de corona;
- b. Cintas magnéticas de campo, datos de navegación, líneas sísmicas, gravimétricas y mangetométricas, secciones sísmicas procesadas, reportes del observador y estática de campo;
- c. Estudios de suelos diseños y planos de instalaciones;
- d. Selección de rutas o carreteras y transporte por ductos; y,
- e. Ingeniería básica y de detalle y especificaciones técnicas de equipos.

Art. 67.- Idioma y unidades de medida: PETROECUADOR o las contratistas, según el

caso, proporcionarán toda la información requerida por la ley, reglamentos y contratos en idioma castellano; sin embargo, aquella información estrictamente técnica podrá ser presentada en idioma inglés, acompañada de una versión en español.

Las unidades de medida serán expresadas de conformidad con el Sistema Internacional de Medidas adoptadas por el INEN y de acuerdo con los usos y prácticas internacionales de la industria hidrocarburífera.

Art. 68.- Firma de responsabilidad: Las comunicaciones, los informes, planes, programas, estudios, balances, inventarios y más documentos que PETROECUADOR y las contratistas presenten al Ministerio de Energía y Minas llevarán las firmas de las personas autorizadas para hacerlo y de los profesionales responsables de su elaboración.

Las comunicaciones, los informes, estudios, balances, inventarios y más documentos que se presenten sin las firmas de responsabilidad no tendrán ningún valor.

Art. 69.- Número de ejemplares: Los informes y programas deberán ser presentados en dos ejemplares y en formato digital.

Art. 70.- Registro de información: La Secretaría de Hidrocarburos registrará la información proporcionada por PETROECUADOR o las contratistas, según el caso, la misma que servirá para los controles a realizarse y para alimentar el Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE).

Nota: Artículo reformado por Artículo 6 de Acuerdo Ministerial No. 328, publicado en Registro Oficial 675 de 3 de Abril del 2012.

Del Banco de Información Petrolera del Ecuador

Art. 71.- Del Banco de Información Petrolera del Ecuador: La Secretaría de Hidrocarburos

deberá organizar y administrar la información técnica de exploración y explotación de hidrocarburos del país en bases de datos seguros organizados y relacionados entre sí, a través de un sistema de información a denominarse “Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE)”, cuya finalidad será almacenar, custodiar y administrar la información técnica de exploración y explotación de hidrocarburos que se produce en el país.

El Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE) será la única fuente oficial de información en materia de hidrocarburos, a la que deberán referirse las contratistas y las instituciones del Estado.

El Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE), asimismo prestará servicios de información a las personas interesadas y servirá de base para llevar adelante proyectos de investigación, operación e inversión, para el hallazgo de nuevas reservas de hidrocarburos y la optimización del recobro en los campos en producción.

La operación del Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE) estará a cargo de la Secretaría de Hidrocarburos la que podrá actuar directamente o mediante delegación a empresas especializadas.

Nota: Artículo reformado por Artículo 6 de Acuerdo Ministerial No. 328, publicado en Registro Oficial 675 de 3 de Abril del 2012.

Art. 72.- Objetivos del Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE): El banco tendrá los siguientes objetivos específicos:

- a. Almacenar y custodiar la información de exploración y explotación de hidrocarburos que es generada en el país por parte de las empresas públicas y privadas que realizan estas actividades, implementando metodologías de preservación de información, conforme a los estándares universales de la industria;
- b. Administrar la información;

- c. Globalizar el uso de la información hacia diferentes plataformas de interpretación a través de parámetros y formatos estándares de la industria;
- d. Disponibilidad y entrega rápida y eficiente de información de calidad, mediante la implementación de tecnologías y metodologías modernas;
- e. Acceso remoto a la información mediante la utilización de herramientas tecnológicas de última generación, en administración de datos y comunicaciones; y,
- f. Apoyar los procesos de inversión petrolera.

Art. 73.- Entrega de información: PETRO-ECUADOR o las contratistas, según el caso, tienen la obligación de proporcionar la información exigida por la ley, los reglamentos y contratos, en la calidad, cantidad y frecuencia exigida por la ley, reglamentos y contratos suscritos.

Art. 74.- Acceso a la información: Cualquier persona nacional o extranjera tendrá derecho a acceder a los servicios de información del Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE), previo el pago de los derechos que se fijen para cada caso.

Capítulo VI Del control de las operaciones

Art. 75.- De la Dirección Nacional de Hidrocarburos: El control de las operaciones materia de este reglamento estará a cargo de la Dirección Nacional de Hidrocarburos que es el organismo técnico-administrativo dependiente del Ministerio de Energía y Minas que controla y fiscaliza las operaciones de hidrocarburos en forma directa o mediante la contratación de profesionales, firmas o empresas nacionales o extranjeras especializadas.

Art. 76.- De los métodos de control: El control de las operaciones se efectuará en cualquier momento y sin restricción alguna, cuando la Dirección Nacional de Hidrocarburos así lo juzgue necesario, mediante el



análisis y evaluación de la información que deben proporcionar PETROECUADOR o las empresas contratistas, según el caso, e inspecciones o auditoría técnicas y financieras en el campo o mediante la utilización de cualquier otro método que determine el Ministro de Energía y Minas.

Art. 77.- Limitaciones de dominio: La Dirección Nacional de Hidrocarburos controlará que se cumplan las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales referentes a la declaratoria de utilidad pública, al establecimiento de servidumbres u otras limitaciones, de dominio que fuesen indispensables para el desarrollo de las operaciones hidrocarburi-
fieras.

Art. 78.- Facilidades para el control y la fiscalización: PETROECUADOR y las contratistas incluyendo sus operadoras, tienen la obligación de proporcionar a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y a PETROECUADOR, según el caso, en cualquier momento, todas las facilidades de acceso requeridas en el área del contrato o en el lugar en el que estén operando, a fin de que el personal de control designado, pueda cumplir con sus labores de fiscalización y supervisión, respectivamente, incluyendo facilidades de alojamiento, alimentación y transporte para dicho personal.

Art. 79.- Sanciones: La Dirección Nacional de Hidrocarburos podrá aplicar sanciones por infracciones cometidas por PETROECUADOR o las empresas contratistas, según el caso, conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Art. 80.- Suspensión de operaciones: La Dirección Nacional de Hidrocarburos, con el fin de salvaguardar la seguridad pública y los bienes del Estado, en cualquier fase de la actividad, mediante resolución motivada; podrá adoptar medidas de prevención, incluyendo la suspensión temporal de la ejecución de las operaciones hidrocarburi-
fieras. Tales medidas durarán el tiempo necesario hasta que las

causas que la motivaron hayan sido superadas.

Capítulo VII Disposiciones Finales

Art. 81.- Terminación de contratos: Las contratistas de exploración y explotación, a la terminación de los contratos, por cualquier causa, procederán conforme a lo dispuesto por el artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos.

Las contratistas entregarán la información señalada en este artículo a la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en un plazo no mayor de sesenta (60) días contados desde la fecha de terminación.

Así mismo, y dentro del mismo plazo, entregarán a la Subsecretaría de Protección Ambiental la auditoría integral ambiental del área del contrato.

Art. 82.- Modificación y complementación: Le corresponde al Ministro de Energía y Minas, normar la industria petrolera en todas sus fases, para lo cual podrá dictar normas modificatorias o complementarias para mantener actualizado el presente reglamento de acuerdo con las necesidades del sector.

Art. 83.- Casos no previstos: Los casos no previstos surgidos por la aplicación de este reglamento, serán resueltos por el Ministro de Energía y Minas, a través de regulaciones.

Art. 84.- Derogatorias: Derógase el Acuerdo Ministerial No. 1311, publicado en el Registro Oficial No. 681 de 8 de mayo de 1987, mediante el cual se expidió el Reglamento de Operaciones Hidrocarburi-
fieras, el Acuerdo Ministerial No. 189, publicado en el Registro Oficial No. 123 de 3 de febrero de 1989 y cualquier otra norma reglamentaria que se oponga al presente reglamento.

Art. final.- Vigencia: Este reglamento entrará en vigencia a partir de la fecha de su publica-

ción en el Registro Oficial.

Disposiciones transitorias

Primera: Las plantas de destilación atmosférica que actualmente se encuentran operando, consumiendo crudo que no forma parte de la producción fiscalizada, las mismas que al amparo del Reglamento para Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, fueron debidamente autorizadas por las autoridades competentes, no podrán ser ampliadas.

Segunda: PETROECUADOR o las contratistas de exploración y explotación que a la fecha de vigencia de este reglamento tienen suscritos contratos con el Estado, según el caso, dentro del plazo de un año deberán adecuar sus sistemas de medición e instalaciones para el procesamiento de gas asociado rico conforme a lo establecido en este reglamento.

4

ANEXO A

Definición de términos

“Aforo”, es la determinación de la cantidad de hidrocarburos en reposo por mediciones efectuadas en tanques fijos calibrados.

“API”, American Petroleum Institute.

“Area del contrato”, es la superficie y subsuelo en las cuales la contratista conforme a la Ley de Hidrocarburos, está autorizada en virtud del contrato, para efectuar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

“Campo”, es un área consistente de uno o varios reservorios limitados, todos ellos agrupados o relacionados a una misma característica estructural geológica o condiciones estratigráficas, en la que se tiene una o más acumulaciones de hidrocarburos.

“Centro de almacenamiento”, es el conjunto de equipos e instalaciones utilizados para la recepción, almacenamiento o distribución de

hidrocarburos.

“Centros de fiscalización y entrega”, son los sitios acordados por las partes aprobados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos o los determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en donde se mide y entrega oficialmente la producción de hidrocarburos.

“Contratista (s)”, son las personas jurídicas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país o uniones de personas jurídicas, tales como consorcios o asociaciones, delegadas por el Estado para que exploren y exploten hidrocarburos.

“Dirección Nacional de Hidrocarburos”, es el organismo técnico - administrativo dependiente del Ministerio de Energía y Minas que controla y fiscaliza las operaciones de hidrocarburos en forma directa o mediante la contratación de profesionales, firmas o empresas nacionales o extranjeras especializadas.

“Ductos principales”, son en general las tuberías y demás equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar los hidrocarburos desde los centros de fiscalización y entrega hasta los terminales de exportación o centros de industrialización en el país; aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

“Ductos secundarios”, son las tuberías y demás equipos e instalaciones de transporte y almacenamiento necesarios para evacuar los hidrocarburos desde los tanques de almacenamiento en los campos de producción, hasta los centros de fiscalización y entrega.

“Exploración”, es el planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como la perforación de pozos exploratorios y actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos.

“Exploración adicional”, es una actividad de



las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como la perforación de pozos exploratorios y actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos adicionales al programa exploratorio mínimo.

“Explotación”, desarrollo y producción.

“Fiscalización”, las acciones que realiza la Dirección Nacional de Hidrocarburos para controlar las operaciones que lleve a cabo PETROECUADOR o la contratista, según el caso.

“Formación”, es el conjunto de capas estratigráficas genéticamente relacionadas entre sí.

“Gas seco” (Dry gas o lean gas), hidrocarburo en estado gaseoso, compuesto casi exclusivamente por metano (CH₄).

“Hidrocarburos fiscalizados”, son los hidrocarburos del área del contrato, medidos en un centro de fiscalización y entrega o en los puntos determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

“Información primaria”, es aquella obtenida inicialmente en el campo.

“Informe anual de operaciones”, es el informe que debe ser presentado el primer mes de cada año, en el cual se detalla las operaciones realizadas en el año inmediato anterior, incluyendo los datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal; señalando los resultados obtenidos en comparación con el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones.

“Ministro de Energía y Minas”, Es el funcionario encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente de la República, así como de la aplicación

de la Ley de Hidrocarburos para lo cual está facultado para dictar los reglamentos y disposiciones que se requieran y para normar la industria petrolera.

“Operaciones hidrocarburíferas”, son las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización.

“Operadoras”, son las empresas vinculadas contractualmente con las contratistas a las que se les encarga la realización de una o más operaciones hidrocarburíferas de acuerdo con la legislación vigente.

“Petroecuador”, es la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con domicilio principal en la ciudad de Quito, que tiene por objeto el desarrollo de las actividades que le asigna la Ley de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria petrolera.

“Período de exploración”, es el lapso que se inicia con la fecha de inscripción en el Registro de Hidrocarburos y termina con la aprobación del Plan de Desarrollo.

“Periodo de explotación”, es el lapso que se inicia con la aprobación del Plan de Desarrollo y finaliza con la terminación del contrato.

“Plan de desarrollo”, es el conjunto de actividades e inversiones estimadas que la contratista se compromete a realizar para desarrollar los yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables, descubiertos en el período de exploración.

“Plan de desarrollo adicional”, es el conjunto de actividades e inversiones estimadas que la contratista se compromete a realizar para desarrollar los yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables, producto de la exploración adicional realizada en el período

de explotación.

“Plan exploratorio mínimo”, es el conjunto de actividades comprometidas que la contratista se obliga a realizar durante el período de exploración y sus correspondientes inversiones estimadas.

“Pozo”, resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos convencionales.

“Pozo de desarrollo”, es aquél que se perfora en un campo hidrocarburífero con el propósito de realizar la explotación de yacimientos el mismo que puede ser vertical, direccional u horizontal.

“Pozo direccional”, es aquél que tiene una desviación mayor a 5 grados y menor de 80 grados de la vertical, de manera que el hoyo penetra una formación productiva en coordenadas diferentes al punto de partida en superficie.

“Pozo exploratorio”, es aquél que se perfora con el objeto de verificar acumulaciones de hidrocarburos en trampas estructurales o estratigráficas o mixtas detectadas por estudios geológicos o geofísicos.

“Pozo horizontal”, es un pozo dirigido con un ángulo de desviación comprendido entre 80 y 90 grados, se caracteriza por tener una sección horizontal, la misma que buza en forma paralela con el estrato y tiene un punto de entrada o aterrizaje y un punto de finalización o salida.

“Pozo vertical”, es aquél que penetra en un ángulo recto con relación al plano horizontal.

“Producción”, todo tipo de actividades en el área del contrato cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos, y que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de opera-

ciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada hasta los centros de fiscalización y entrega a los puntos de fiscalización.

“Programa de actividades y presupuesto de inversiones”, son el conjunto de actividades y de inversiones estimadas y/o de costos y gastos estimados que la contratista deberá presentar hasta el 1 de diciembre de cada año o en la fecha fijada en el respectivo contrato; y que se propone realizar en el año siguiente.

“Programa de perforación”, son las actividades a realizarse durante la perforación de un pozo, entre otras: brocas e hidráulica a utilizarse, fluidos de perforación, conjuntos de fondo, datos direccionales, registros eléctrico, control litológico, tubería de revestimiento, cementación, características de los equipos de perforación, coordenadas geográficas y UTM del conductor y objetivo, mapas geológicos y más relacionadas.

“Programa de pruebas y completación”, es el procedimiento de actividades a realizarse en un pozo, con la finalidad de evaluar el verdadero potencial del mismo y completarlo con el sistema de producción más adecuado.

“Programa quinquenal”, es el conjunto de actividades proyectadas y de inversiones estimadas, propuesto por la contratista durante el período de explotación, para los cinco (5) años fiscales siguientes a la fecha de presentación de dicho plan. Este plan deberá ser actualizado anualmente, durante el período de explotación.

“Reporte mensual de producción y calidad de hidrocarburos”, es la producción acumulada del mes anterior, del área del contrato, yacimiento y campo basada en el reporte diario de producción de cada pozo en producción.

“Reservas posibles”, estimado de reservas de petróleo o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

“Reservas probables”, reservas cuya presencia en una zona determinada están claramente demostradas pero que las condiciones técnicas y económicas actuales impiden extraerlas, ya sea por el alto costo de extracción o por la poca fluidez de los petróleos.

“Reservas probadas”, la cantidad de petróleo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

“Reservas recuperables”, la proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

“Sistema de Transporte”, es el conjunto de medios utilizados para trasladar hidrocarburos de un lugar a otro.

“Tasa de Producción Permitida”, es el máximo volumen de petróleo crudo producido por unidad de tiempo, por yacimiento, campo o pozo, aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos de conformidad con el procedimiento establecido en este reglamento.

“Trampas estratigráficas”, es una trampa de petróleo o gas que es resultado de cambios litológicos entre la roca reservorio y la roca sello, mas no por deformación estructural.

“Yacimiento”, es todo cuerpo de roca, en la cual se ha acumulado petróleo, gas natural o ambos, y que se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismo de producción se refiere.

© 1988 - 2012 Lexis S.A. Todos los derechos reservados.

El contenido de este documento no puede ser reproducido, transmitido o difundido sin autorización de LEXIS S.A.

REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR

5



Ministerio de
Recursos Naturales
No Renovables
República del Ecuador



REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR

Norma: Decreto Ejecutivo 1215
Publicación: Registro Oficial 265
Fecha: 13-feb-2001 Estado: Vigente
Última Reforma: 29-sep-2010

NOTA GENERAL:

En todos los artículos donde se asignen competencias ambientales al Ministerio de Minas y Petróleos, la Dirección Nacional de Protección Ambiental Minera y la Subsecretaría de Protección Ambiental, en el sentido que dichas competencias serán asumidas por el Ministerio del Ambiente. Dada por Decreto Ejecutivo No. 1630, publicado en Registro Oficial 561 de 1 de Abril del 2009.

Gustavo Noboa Bejarano
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA
REPUBLICA

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 de 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 HIDROCARBURIFERAS 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.

CAPITULO I JURISDICCION 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 Hidrocarburífera, será la dependencia técnico - administrativa 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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, así como las empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país que hayan sido debidamente autorizadas para la realización de estas actividades.

Art. 5.- Restablecimiento 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 Áreas 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 acti-

vidades 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 Áreas 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.-Nota: Artículo derogado por Disposición Final Tercera de Decreto Ejecutivo No. 1040, publicado en Registro Oficial 332 de 8 de Mayo del 2008.

CAPITULO II PROGRAMA Y PRESUPUESTO AMBIEN- TALES

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, descargas 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 Hidrocarburífera 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 Hidrocarburífera 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 Hidrocarburífera, 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 perfora-

ción 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

CAPITULO 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 Sub-



secretaría de Protección Ambiental (SPA) por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental Hidrocarburífera 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 existiera ésta.

La SPA a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

Art. ...- En los casos de nuevas actividades no contempladas en los Estudios de Impacto Ambiental o Diagnósticos Ambientales aprobados, y siempre que estén relacionadas con la actividad principal, estas podrán ser incluidas en la licencia principal, previa aprobación del correspondiente Alcance, Addendum, Estudio Complementario o Reevaluación. La inclusión en la licencia ambiental se otorgará mediante resolución motivada de la máxima autoridad del Ministerio rector de la política ambiental.

Nota: Artículo agregado por Decreto Ejecutivo No. 472, publicado en Registro Oficial 289 de 29 de Septiembre del 2010.

Art. 14.- Control y seguimiento.- Dentro del Sistema Descentralizado de Gestión Am-

biental, la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 Hidrocarburífera 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 Hidrocarburífera un informe inclusive una evaluación técnica del proyecto a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 Hidrocarburífera.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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

tes 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 offshore, los tanques de combustibles serán protegidos por bandejas que permitan la recolección de combustibles derramados y su adecuado tratamiento y disposición;

h) Cuando se helitransporten combustibles, se lo hará con sujeción a las normas de segu-

ridad 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 ejecuten 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 Hidrocarburífera 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 entrenamientos y simulacros.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 dispusieron 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 Hidrocarburífera, 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 hidrocarburíferas 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 pro-

ducción 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.

CAPITULO IV ESTUDIOS AMBIENTALES

Art. 33.- Definición.- Para los fines establecidos 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 jurí-

dico 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 hidrocarbúfera 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). (CONTINUA).

Art. 41.- (CONTINUACION)

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, socio-económico 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 incluso 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. (CONTINUA).

Art. 41.- (CONTINUACION)

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 hidrocarburíferas:

- 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 Areas 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 Hidrocarburífera 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 Hidrocarburífera 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, reformatorio 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 las cuales se realizará la auditoría.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 hidrocarbureras 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; y,

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 Hidrocarbureras 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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.

CAPITULO V PROSPECCION GEOFISICA 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 utilizar-

se 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.

CAPITULO VI PERFORACION 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 rípios 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 Áreas Naturales.- Los parámetros para la perforación exploratoria y avanzada, en áreas del Patrimonio Nacional de Áreas 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 rípios, 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 tratamien-

to 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 tra-

tamiento 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 readequar 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.

CAPITULO VII DESARROLLO Y PRODUCCION

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 rípidos 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 hidrocarbúfera, para el cumplimiento de las operaciones de producción, deben observar lo siguiente:

a) Área 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 recondicionarán 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; y,

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 opera-



dora 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 escurrientías. Los desechos só-

lidos 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.

CAPITULO VIII INDUSTRIALIZACION

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) Áreas de almacenamiento y transferencia.
 - 3.5) Área 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 generen 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 (cetaneaje) 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 su 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 Hidrocarburífera 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 de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios, la distancia de seguridad apropiada será determinada por la Autoridad Ambiental Nacional, que sustentará sus decisiones con los correspondientes informes técnicos que se realice para el efecto.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

Nota: Literal b) sustituido por Decreto Ejecutivo No. 472, publicado en Registro Oficial 289 de 29 de Septiembre del 2010.

CAPITULO 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 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 PETRO-ECUADOR, 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 buque 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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 medi-



da a partir del lomo del tanque hasta el nivel del piso terminado, incluyendo el espesor de la loza 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 Áreas 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 dissipador 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.

CAPITULO X COMERCIALIZACION Y VENTA DE DE- RIVADOS DE PETROLEO PRODUCIDOS EN EL PAIS E IMPORTA- DOS

Art. 74.- Disposiciones Generales.- Se obser-
varán todas las disposiciones generales esta-
blecidas en el Capítulo IV de este Reglamento
en cuanto sean pertinentes.

Art. 75.- Estudios Ambientales.- Se presen-
tarán los Estudios Ambientales del área de
influencia, incluyendo el Diagnóstico Ambien-
tal - Línea Base, tanto para la construc-
ción 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, termina-
les de almacenamiento de productos limpios.
La guía metodológica del artículo 41 se apli-
cará 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 habilita-
ción de la superficie para construcción o re-
modelación de Centros de Distribución, sea
estación de servicio, depósito naviero nacio-
nal, depósito naviero internacional, depósito
pesquero o depósito aéreo, plantas envasado-
ras de GLP, terminales de almacenamiento de
productos limpios.
- 2) En caso de remodelación de centros de
distribución, diagnóstico de posible contami-
nación de suelos y aguas subterráneas (mues-
treos, 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 de-

sechos sólidos, líquidos y gaseosos.

5) Análisis de alternativas.

6) Adjuntar en anexos además: documen-
to 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 Ambien-
tal el tratamiento y tecnología de remedia-
ción 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 infor-
me técnico ambiental favorable y la aproba-
ción del respectivo Estudio Ambiental de la
Subsecretaría de Protección Ambiental.

a.1) Los tanques para almacenamiento de lí-
quidos combustibles e inflamables deben ser
tanques horizontales, cilíndricos, atmosféri-
cos, para instalación subterránea, con doble
pared, provistos de un sistema de monitoreo
intersticial de fugas, fabricados bajo estándar
UL 58 y UL 1746.

En el caso que sean tanques sobre superfi-
cie deberán fabricarse bajo UL 142 y contar
además con un sistema retardante de fuego
que proteja al tanque de una eventual igni-
ción, por al menos dos horas continuas, o de
un sistema de inertización del aire para evi-
tar 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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

Art. 79.- Normas de manejo.- Las compañías productoras o comercializadoras de grasas y aceites 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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

Art. 82.- Registros sobre grasas y aceites lubricantes. Todo establecimiento, centros de distribución o estación de servicio que expende grasas, aceites, lubricantes 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 Hidrocarburífera.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

CAPITULO 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 sobreancho 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 sobreanchos 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 reali-



zará sobre la base de la selección de la mejor alternativa técnica, económica y ambiental.

a.1.1) 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 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 mor-

fología 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 Ambien-

tal 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 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 rípios 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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

CAPITULO 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 Hidrocarburífera, 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 Hidrocarburífera para el desarrollo técnico del control y seguimiento.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

CAPITULO 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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 Hidrocarburífera 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 Hidrocarburífera 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 proyec-

tos 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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 *.dgnw.

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 Hidrocarburífera, 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.

Nota: Artículo reformado por Art. 5 de Decreto Ejecutivo No. 833, publicado en Registro Oficial 247 de 8 de Enero del 2008.

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.- El presente decreto deroga expresamente, 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 entrara en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al señor Ministro de Energía y Minas.

Anexo 1: Parámetros técnicos

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

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

Anexo 4: Formatos para el control y monitoreo ambiental.

Anexo 5: Métodos analíticos.

Nota: Para leer Anexos, ver Registro Oficial 265 de 13 de Febrero de 2001, página 31. (ver...)

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: Aplicase 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 ac-



tividades 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 el 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 grados (sic) API
Extra pesado. menor que 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, estable-

cidas 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.

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 Areas 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 hidrocarbúferas, el control se realiza a través de la DINAPA; sinónimo de fiscalización ambiental. Véase también Monitoreo.

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. (CONTINUA).

Anexo 6: (CONTINUACION)

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 las 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.

Ecosistema: Unidad básica de integración organismo - ambiente constituida por un conjunto complejo y dinámico, caracterizado por un sustrato 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 panos 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.

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 período 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 ripios 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 for-



mación fundamental de la clasificación lito-estratigráfica; 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.

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 secundario 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 floculos formados. (CONTINUA).

Anexo 6: (CONTINUACION)

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 los 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).

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: automonitoreo;
- Externo a nivel de la comunidad: vigilancia;
- Externo a nivel de entes gubernamentales: 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 acti-

vidades 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 trata-

mientos 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.

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

© 1988 - 2012 Lexis S.A. Todos los derechos reservados.

El contenido de este documento no puede ser reproducido, transmitido o difundido sin autorización de LEXIS S.A.

**REGLAMENTO DE CONTABILIDAD
Y DE CONTROL Y FISCALIZACION
DE LOS CONTRATOS DE PRESTACION
DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACION
Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS**



**Ministerio de
Recursos Naturales
No Renovables**
República del Ecuador



REGLAMENTO DE CONTABILIDAD Y DE CONTROL Y FISCALIZACION DE LOS CONTRATOS DE PRESTACION DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

Norma: Resolución 1

Publicación: Registro Oficial 662

Fecha: 15-mar-2012 Estado: Vigente

MINISTERIO DE RECURSOS NATURA-
LES NO RENOVABLES

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE RE-
GULACION Y CONTROL HIDROCARBU-
RIFERA

Considerando:

Que el numeral 11 del Art. 261 de la Carta Magna, señala que el Estado Ecuatoriano tendrá competencia exclusiva sobre los recursos hidrocarburíferos;

Que de conformidad con el Art. 313 Norma Suprema, los recursos naturales no renovables son de carácter estratégico, sobre los cuales el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar de acuerdo a los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia;

Que los Arts. 1 y 317 de la Constitución de la República del Ecuador, establecen que los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible;

Que el Art. 408 de la Carta Magna, establece que son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentren en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico;

Que el Art. 5 de la Ley Reformatoria a la Ley

de Hidrocarburos, y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 244 de 27 de julio del 2010 reforma el Art. 11, creando a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), como organismo técnico administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera;

Que el artículo 7 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, reformó el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos que regula los contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos;

Que el literal m) del artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos dispone como obligación de PETROECUADOR y de las contratistas: Llevar en idioma castellano y en forma actualizada la contabilidad financiera y de costos, con los respectivos registros y comprobantes, y conservarlos durante el período del contrato y diez años después de acuerdo con las normas legales, los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas específicas que imparte la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero;

Que el artículo 56 de la referida ley, dispone que las contratistas y asociados deberán dar las facilidades necesarias para los controles y fiscalizaciones por parte de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, la que podrá proceder a la revisión retroactiva de los datos y registros según los requerimientos del caso;

Que el artículo 19 del Reglamento para la

Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, establece que el Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero estará conformado por el Ministro sectorial, o su delegado permanente, quien lo preside; el Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos, o su delegado permanente; y, un miembro designado por el Presidente de la República;

Que de conformidad con el Art. 39 del Reglamento para la Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno, las sociedades que tengan suscritos contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, se registrarán por los reglamentos de contabilidad que determine su organismo de control, los que a la vez servirán como normas supletorias tributarias para dichas sociedades;

Que es necesario establecer los procedimientos que permitan aplicar las disposiciones constantes en la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno; y,

En ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 1 del artículo 21 del Reglamento para la Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos.

Resuelve:

EXPEDIR EL REGLAMENTO DE CONTABILIDAD Y DE CONTROL Y FISCALIZACIÓN DE LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.

CAPÍTULO I NORMAS FUNDAMENTALES

Art. 1.- Objetivo.- El presente reglamento regula la información contable que deben mantener y los criterios que deben aplicar las contratistas durante la vigencia del contrato de prestación de servicios para la exploración

y explotación de hidrocarburos, como también establece las normas y procedimientos que deben observar la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y la Secretaría de Hidrocarburos (SH) para el control y fiscalización de estos contratos.

Art. 2.- Periodos.- La ejecución del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos tiene dos periodos: Exploración y explotación.

2.1 Período de Exploración.- Se inicia a partir de la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos, hasta la declaratoria de comercialidad, debidamente autorizada por la Secretaría de Hidrocarburos. Las inversiones correspondientes a este período se refieren a los egresos que se detallan en el Art. 5 de este reglamento.

2.2 Período de Explotación.- La explotación se inicia con la declaratoria de comercialidad hasta la terminación del contrato, y sus inversiones corresponderán a las inversiones de desarrollo y producción, conforme se detallan en los artículos 6 y 7 de este reglamento.

2.3 Para los contratos modificados de conformidad con la Disposición Transitoria Primera de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de julio del 2010 (en adelante “contratos modificados”), el período de explotación se inicia con la vigencia de dichos contratos modificados y concluye cuando termine el contrato. El período de explotación comprende las fases de desarrollo y producción.

Art. 3.- Normas generales.- Las contratistas utilizarán planes de cuentas, sistemas y procedimientos compatibles con este reglamento, debiendo llevar la contabilidad del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos sujetándose a lo previsto en el presente reglamento.

De conformidad con el Art. 39 del Regla-



mento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno, la contabilidad de las sociedades que tengan suscritos contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos se efectuará de conformidad con los criterios previstos en este reglamento.

Los estados financieros preparados con sujeción al párrafo anterior servirán de base para la presentación de las declaraciones de impuestos, así como también para su presentación a la Superintendencia de Compañías y demás organismos del sector público de conformidad con el Art. 21 de la Ley de Régimen Tributario Interno.

En caso de que existiere algún tratamiento contable no previsto en este reglamento, se atenderá supletoriamente en el siguiente orden a: 1. Normas Ecuatorianas de Contabilidad vigentes a la publicación de este reglamento. 2. Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en la Industria Hidrocarburífera.

3.1 La contabilidad deberá ser llevada:

- En castellano.
- En dólares de los Estados Unidos de América.
- Por el principio de devengado y por partida doble.
- Por proyecto AFP (Autorización de Fondos para Proyectos) y centro de costos.
- En caso de los consorcios, la contabilidad será consorcial.
- En caso de que un mismo contratista tenga intereses en más de un contrato, no podrá consolidar las pérdidas de un contrato con las ganancias de otro, y su contabilidad deberá mantener los controles de costo por cada contrato.

3.2 Existencias de bodega.- Las existencias de materiales, repuestos y suministros de bodega, serán valoradas por el método promedio ponderado, se manejarán en una cuenta es-

pecífica, y solo formarán parte del costo o de las inversiones una vez que se hayan utilizado en las operaciones; excepto para el último año fiscal del contrato en que el valor de las existencias de bodega que las contratistas deben revertir al Estado lo enviarán a resultados en su totalidad.

3.3 Detalle de materiales y bienes amortizables o depreciables.- De conformidad con lo dispuesto en el literal n) del artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, las contratistas remitirán dentro del primer trimestre de cada año los detalles referentes a:

- Propiedad, planta y equipo depreciables (activo fijo).
- Bienes, equipos e instalaciones amortizables.
- Materiales.

Los detalles referentes a propiedad, planta y equipo depreciables y a bienes, equipos e instalaciones amortizables deberán contener la siguiente información: Código, descripción; cantidad, fecha de adquisición; costo histórico, y, ubicación. La depreciación acumulada se presentará por grupo de activos y la amortización acumulada de acuerdo con el periodo de exploración y/o explotación. Los datos deberán estar conciliados con los valores de sus balances, considerando los costos por AFPs. Las contratistas podrá incluir información adicional, de considerarla pertinente.

3.4 Base para registro como activo fijo.- Activo fijo se considerará cualquier bien no fungible de naturaleza mueble o inmueble, adquirido, construido o suministrado por las contratistas, para las actividades previstas en contrato de prestación de servicios, que no se contemple como inversiones de exploración o explotación, que tenga una vida útil que exceda de un año y su valor sea mayor a un mil dólares por ítem.

3.5 Programas y presupuestos anuales.- Los programas y presupuestos anuales serán presentados bajo la clasificación de costos de este reglamento. Cada rubro contendrá el desglo-

se de los conceptos que lo conforman.

CAPITULO II DEFINICIONES

Art. 4.- Para efectos de la aplicación de este reglamento, se considerarán las siguientes definiciones:

4.1 Exploración.- Son las actividades que tienen por objetivo identificar áreas potenciales y examinar áreas específicas, con la posibilidad de encontrar reservas de hidrocarburos, incluyendo la perforación exploratoria.

4.2 Desarrollo.- Son las actividades que tienen por objeto acceder a las reservas probadas y dotar de las facilidades para la extracción, recolección, tratamiento y almacenamiento de petróleo o gas, tales como líneas de flujo, separadores, calentadores, tanques de almacenamiento, etc.

4.3 Producción.- Son las actividades que comprenden el levantamiento del crudo o gas hasta la superficie, su recolección, tratamiento, procesamiento en el campo, transporte hasta el centro de fiscalización y entrega.

4.3.1 Producción fiscalizada base.- Es el volumen neto de petróleo crudo o gas producido en el área del contrato, fiscalizado por la ARCH, en el centro de fiscalización y entrega.

4.3.2 Producción incremental fiscalizada.- Es la producción de petróleo crudo o gas del área del contrato, proveniente de actividades adicionales de exploración adicional o de recuperación mejorada, contempladas en el plan de desarrollo respectivo y contabilizada de forma separada.

4.4 Inversiones.- Corresponden a los costos incurridos para la ejecución de las actividades que tienen por objeto identificar áreas potenciales y examinar áreas específicas que tengan posibilidad de tener reservas de petróleo o gas, incluyendo la perforación exploratoria; desarrollar actividades para acceder a las reservas y dotar de las facilidades para la extracción, recolección, tratamiento, transporte y almacenamiento de petróleo o gas.

4.5 Reservas recuperables.- Es la cantidad de petróleo y/o gas que se estima recuperable en los campos durante el tiempo de vigencia del contrato, empleando técnicas existentes, determinada de conformidad con el Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas. Las cifras oficiales de las reservas serán las establecidas por la Secretaría de Hidrocarburos.

4.5.1 Reservas probadas remanentes.- Es el volumen de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de la información geológica y de reservorios, presenta una razonable certeza de ser recuperado durante la vigencia del contrato, bajo las condiciones económicas y operativas actuales. Las cifras oficiales de las reservas serán las establecidas por la Secretaría de Hidrocarburos.

En el caso de contratos modificados de conformidad con la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada en el Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de julio del 2010, para el primer ejercicio fiscal, las reservas probadas remanentes serán las que así consten en el contrato de prestación de servicios.

4.5.2 Reservas probadas por actividades de exploración adicional y recuperación mejorada.- Es el volumen de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de la información geológica y de reservorios, presenta una razonable certeza de ser recuperado durante la vigencia del contrato, relacionadas con las actividades de exploración adicional y/o de recuperación mejorada.

4.6 Año fiscal.- Comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre del mismo año.

4.7 Producción anticipada.- Es la producción de hidrocarburos en el período de exploración.

4.8 Costos de producción.- Son todos los costos establecidos como tales en este reglamento conforme se describe en el Art. 9.

4.9 Costos de operación.- Son los costos de

producción menos las amortizaciones y depreciaciones. Si el costo de operación de un período se divide para la producción total del campo, se obtiene el costo de operación unitario de ese período.

Art. 5.- Inversiones de exploración.- Son los costos incurridos para identificar áreas potenciales y examinar áreas específicas con posibilidad de encontrar reservas de petróleo o gas, incluyendo la perforación exploratoria. Estos constarán en AFPs, en los que se registrarán los siguientes conceptos:

5.1 Protección del medio ambiente:

5.1.1 Cargos relacionados con medio ambiente, estudios ambientales, ejecución y elaboración del Plan de Manejo Ambiental, y Plan de Monitoreo, en los que se registrarán los siguientes conceptos:

- a) Costos de términos de referencia;
- b) Costos de estudios de impacto ambiental y Plan de Manejo Ambiental;
- c) Costos para prevención y mitigación de impactos, contingencias;
- d) Capacitación; salud ocupacional y seguridad industrial;
- e) Costos por manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos;
- f) Rehabilitación y remediación de áreas afectadas;
- g) Emisiones a la atmósfera, descargas líquidas, ruido, flora y fauna;
- h) Auditoría ambiental que incluya costos de términos de referencia y costos de la auditoría ambiental; e,
- i) Otros debidamente justificados.

5.1.2 Rescates arqueológicos.

5.1.3 Mantenimiento de obras civiles sanitarias y ejecución del Plan de Obras de Relaciones Comunitarias:

- a) Indemnizaciones, compensaciones y programas de educación ambiental; y,
- b) Otros debidamente justificados.

5.1.4 Gastos generales relacionados con esta actividad:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Seguros del personal, equipo e instalaciones;
- c) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización; mantenimiento de activos fijos; y,
- d) Otros debidamente justificados.

5.2 Geología y geofísica:

5.2.1 Topografía, aerofotogrametría, geología, sísmica, magnetometría, adquisición de datos geológicos y otros métodos de investigación geológica y geofísica; y, otros debidamente justificados.

5.2.2 Adquisición, procesamiento, reprocesamiento y evaluación sísmica; mapeo e interpretación.

5.2.3 Construcción y mantenimiento de vías de acceso; y, otros debidamente justificados.

5.2.4 Gastos generales.- Tales como:

- a) Indemnizaciones y servidumbres;
- b) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- c) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización;
- d) Seguro del personal, equipos e instalaciones;
- e) Mantenimiento de activos fijos; y,
- f) Otros debidamente justificados.

5.3 Perforación exploratoria:

5.3.1 Costos intangibles.- Tales como:

- a) Construcción y mantenimiento de vías de acceso;
- b) Preparación del sitio de perforación y construcción de plataformas;
- c) Movilización, montaje, desmontaje, desmovilización y arriendo de equipos y facilidades para la perforación;
- d) Tomas y análisis de ripios, núcleos, fluidos, químicos, lodos de perforación;
- e) Toma y evaluación de registros y pruebas

- de producción;
- f) Indemnizaciones y servidumbres;
- g) Combustibles y lubricantes;
- h) Materiales, piezas, partes y repuestos utilizados;
- i) Mantenimiento de activos fijos utilizados en esta actividad;
- j) Servicios técnicos de partes no relacionadas;
- k) Servicios técnicos de partes relacionadas; y,
- l) Otros debidamente justificados.

5.3.2 Tangibles.- Tales como:

- a) Equipo de superficie; y,
- b) Equipo de subsuelo.

5.3.3 Gastos generales.- Tales como:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización del personal;
- c) Seguros del personal, equipos e instalaciones para estas actividades;
- d) Transporte de equipos y materiales; y,
- e) Otros debidamente justificados.

5.4 Evaluación y desarrollo.- Tales como: Estudios de evaluación de descubrimientos, estudio y proyecciones para la presentación del Plan de Desarrollo, otros debidamente justificados.

5.5 Gastos administrativos.- Sus conceptos son, entre otros:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Gastos generales de administración, servicios básicos, seguridad y suministros;
- c) Honorarios por servicios;
- d) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización, personal Area Administrativa;
- e) Seguros del personal, bienes, equipos e instalaciones, Area Administrativa;
- f) Costo de la garantía establecida en el contrato;
- g) Mantenimiento de activos fijos;
- h) Alquiler de equipos y servicios de apoyo;

- i) Transporte de personal Area Administrativa; y,
- j) Otros debidamente justificados.

5.6 Obligaciones contractuales:

5.6.1 Capacitación.

5.6.2 Contribuciones determinadas en los contratos:

- a) Contribución para desarrollo de la educación técnica nacional y becas;
- b) Contribución para la Superintendencia de Compañías;
- c) Contribución municipios; contribución por utilización de aguas y materiales naturales de construcción; y,
- d) Otras contribuciones determinadas en los contratos.

5.7 Depreciación de activos fijos en esta actividad.

Art. 6.- Inversiones de desarrollo.- Son los costos incurridos por las contratistas para tener acceso a las reservas probadas remanentes desde la declaratoria de comercialidad hasta que la primera unidad de hidrocarburos esté disponible para la entrega en el centro de fiscalización y comprenderá los incurridos en perforación y completación de pozos de desarrollo; instalaciones y facilidades de producción, almacenamiento y transporte por ductos secundarios de hidrocarburos; así como las instalaciones y campamentos contemplados en el Plan de Desarrollo, aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos, su clasificación será la siguiente:

6.1 Protección del medio ambiente:

6.1.1 Cargos relacionados con medio ambiente, estudios ambientales, ejecución y elaboración del Plan de Manejo Ambiental, y Plan de Monitoreo:

- a) Costos, de términos de referencia;
- b) Costos de estudios de impacto ambiental y



Plan de Manejo Ambiental;

- c) Costos para prevención y mitigación de impactos, contingencias;
- d) Capacitación, salud ocupacional y seguridad industrial;
- e) Costos por manejo de desechos sólidos, líquidos y gaseosos;
- f) Rehabilitación y remediación de áreas afectadas;
- g) Emisiones a la atmósfera, descargas líquidas, ruido, flora y fauna;
- h) Auditoría ambiental que incluya costos de términos de referencia y costos de la auditoría ambiental; e,
- i) Otros debidamente justificados.

6.1.2 Rescates arqueológicos.

6.1.3 Mantenimiento de obras civiles sanitarias y ejecución del Plan de Relaciones Comunitarias.- Tales como:

- a) Indemnizaciones;
- b) Compensaciones; y,
- c) Programas de educación ambiental.

6.1.4 Gastos generales de esta actividad.- Tales como:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Seguros del personal, equipo e instalaciones;
- c) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización;
- d) Mantenimiento de activos fijos; y,
- e) Otros debidamente justificados.

6.2 Perforación de pozos de desarrollo:

6.2.1 Costos intangibles.- Tales como:

- a) Construcción y mantenimiento de vías de acceso;
- b) Preparación del sitio de perforación y construcción de plataformas;
- c) Movilización, montaje, desmontaje, desmovilización y arriendo de equipos y facilidades para la perforación;
- d) Tomas y análisis de rípos, núcleos, fluidos,

químicos, lodos de perforación;

- e) Toma y evaluación de registros y pruebas de producción;
- f) Indemnizaciones y servidumbres;
- g) Combustibles y lubricantes;
- h) Materiales, piezas, partes y repuestos utilizados;
- i) Mantenimiento de activos fijos utilizados en esta actividad;
- j) Servicios técnicos de partes no relacionadas;
- k) Servicios técnicos de partes relacionadas; y,
- l) Otros debidamente justificados.

6.2.2 Tangibles.- Tales como:

- a) Equipo de superficie; y,
- b) Equipo de subsuelo.

6.2.3 Gastos generales.- Tales como:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización del personal;
- c) Seguros del personal, equipos e instalaciones para estas actividades;
- d) Transporte de equipos y materiales; y,
- e) Otros debidamente justificados.

6.3 Adquisición, construcción e instalación de facilidades de producción en superficie:

6.3.1 Tales como:

- a) Cabezales;
- b) Líneas de flujo y transferencia;
- c) Manifolds;
- d) Separadores;
- e) Tratadores;
- f) Calentadores;
- g) Tanques de procesamiento y almacenamiento;
- h) Bombas de transferencia y bombas de dosificación;
- i) Teas de gas;
- j) Sistema de generación y transmisión eléctrica;
- k) Sistema de re-inyectores;

- l) Sistema contra incendios;
- m) Construcción de centro de fiscalización;
- n) Construcción y montaje de campamento;
- o) Equipos de apoyo; sistemas de captación y compresión de gas;
- p) Sistemas de control de la operación y transmisión de datos;
- q) Sistema de seguridad y sistema de comunicaciones;
- r) Sistema de generación de vapor;
- s) Sistema de tratamiento de agua residual y, planta de destilación atmosférica para la obtención de diesel como consumo interno; y,
- t) Otros debidamente justificados.

6.4 Estudios de ingeniería.- Corresponderán a los estudios aprobados por la Secretaría de Hidrocarburos, en los programas y presupuestos anuales.

6.5 Gastos administrativos.- Tales como:

- a) Sueldos, salarios y beneficios del personal;
- b) Gastos generales de administración, servicios básicos, seguridad y suministros;
- c) Honorarios por servicios;
- d) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización, personal área administrativa;
- e) Seguros del personal, bienes, equipos e instalaciones, Área Administrativa;
- f) Costo de la garantía establecida en el contrato;
- g) Mantenimiento de activos fijos;
- h) Alquiler de equipos y servicios de apoyo;
- i) Transporte de personal Área Administrativa; y,
- j) Otros debidamente justificados.

6.6 Obligaciones contractuales.- Tales como:

- a) Contribuciones determinadas en los contratos;
- b) Contribución para desarrollo de la educación técnica nacional y becas;
- c) Contribución para la Superintendencia de Compañías;
- d) Contribución municipios; contribución por utilización de aguas y materiales naturales de construcción; y,

e) Otras contribuciones determinadas en los contratos.

6.7 Depreciación de activos fijos en esta actividad.

Art. 7.- Inversiones de producción.- Corresponden a los costos incurridos por las contratistas, desde la entrega de la primera unidad de hidrocarburos al centro de entrega y fiscalización señalado en el contrato, hasta la terminación del contrato y corresponden a las inversiones de desarrollo llevadas a cabo conforme lo determina el Art. 6 de este reglamento.

Art. 8.- Inversiones en actividades adicionales.- Corresponden a las inversiones adicionales de exploración, desarrollo y recuperación mejorada, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

8.1 Inversiones de exploración adicionales.-Corresponde a las inversiones adicionales de exploración, llevadas a cabo conforme lo determina el Art. 5 de este reglamento, excepto el 5.6.

8.2 Inversiones de desarrollo adicionales.-Corresponde a las inversiones adicionales de desarrollo, llevadas a cabo conforme lo determina el Art. 6 de este reglamento.

8.3 Inversiones de recuperación mejorada.- Corresponden a:

8.3.1 Sísmica y simulación matemática:

- a) Estudios de simulación matemática de yacimientos;
- b) Adquisición, interpretación, reinterpretación sísmica 2D; y,
- c) Adquisición, interpretación, reinterpretación sísmica 3D.

8.3.2 Proyecto piloto de recuperación mejorada:



- a) Estudio de proyecto piloto;
- b) Conversión pozos productores a inyector;
- c) Cambio de completación de pozos productores;
- d) Sistema de captación, transporte y tratamiento de fluido inyector;
- e) Sistema de inyección de fluido;
- f) Químicos; y,
- g) Estudio de resultados del proyecto piloto.

8.3.3 Desarrollo de proyecto de recuperación mejorada:

- a) Elaboración del Plan de Desarrollo;
- b) Perforación y completación de pozos productores de relleno;
- c) Perforación y completación de pozos inyectores;
- d) Conversión de pozos productores a inyectores;
- e) Facilidades de producción; y,
- f) Facilidades de inyección.

8.3.4 Instalaciones adicionales de equipos, reacondicionamiento de pozos y sistemas de levantamiento artificial:

- a) Instalaciones, equipos y facilidades de producción;
- b) Estimulación de pozos;
- c) Instalaciones, equipos por cambio de sistema de extracción y/o levantamiento artificial;
- d) Recompletación y reperforación de pozos; y,
- e) Sistema de inyección de agua para recuperación mejorada (Water Flood).

8.3.5 Adquisición, construcción e instalación de facilidades de producción para recuperación mejorada, conforme se determina en el numeral 6.3.

8.3.6 Estudios y proyectos de recuperación mejorada.

8.3.7 Gastos generales conforme se determina en el numeral 6.2.3.

8.3.8 Gastos administrativos conforme se determina en el numeral 6.5.

Art. 9.- Costos de producción.- Comprende las actividades de levantamiento del crudo, gas, agua y otros fluidos asociados hasta la superficie, su recolección, tratamiento, procesamiento en el campo, almacenamiento y transporte hasta el centro de fiscalización y entrega.

Los costos de producción son aquellos costos y gastos incurridos para administrar, operar y mantener los pozos, equipos y facilidades de producción, incluyendo la depreciación y amortización.

9.1 Costos de operación:

- a) Sueldos, salarios y beneficios de todo el personal incluidos los costos de supervisión de los campos de producción;
- b) Servicios de alimentación, alojamiento y movilización del personal;
- c) Salud y seguridad industrial;
- d) Seguros de personal, equipos e instalaciones;
- e) Mantenimiento de campamentos y servicios de vigilancia;
- f) Mantenimiento de vías de acceso a los pozos, puertos y aeropuertos;
- g) Materiales, suministros y químicos consumidos en la operación, incluidos sus costos de transporte;
- h) Capacitación y entrenamiento del personal nacional;
- i) Contribución a la Superintendencia de Compañías, Ministerio sectorial, derechos por la utilización de aguas y materiales; costo de garantías establecidas en el contrato; costo por servicios de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero, Secretaría de Hidrocarburos y otros entes de control;
- j) Gastos generales de administración, servicios básicos, vigilancia y suministros;
- k) Arriendo de oficinas, campamentos, vehículos, equipos de oficina;
- l) Reacondicionamiento y limpieza de pozos;
- m) Mantenimiento de instalaciones y equipos, incluyendo las reparaciones que sirvan para su adecuado funcionamiento, pero que

no incrementan el valor del activo;
n) Mantenimiento de los sistemas de recuperación mejorada;
o) Costos de procesamiento de crudo utilizado en plantas topping;
p) Energía y combustibles comprados para las operaciones de producción;
q) Costos de operación y mantenimiento del equipo y facilidades de propiedad de la contratista, utilizados en las actividades de producción;
r) Arrendamiento de equipos;
s) Arrendamiento de helicópteros;
t) Costos de transporte por oleoductos secundarios de terceros; y,
u) Otros, no incluidos en los literales anteriores, debidamente justificados.

9.2 Depreciaciones y amortizaciones:

9.2.1 Depreciación de activos fijos.- De propiedad de las contratistas, utilizados en las actividades de producción.

9.2.2 Amortización de las inversiones.- Incluye: Amortización de las inversiones del período de exploración; amortización de inversiones del período de explotación.

Art. 10.- Costos de transporte por oleoductos principales.- De conformidad con el tercer inciso del Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos, reformado por el Art. 7 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, los costos de transporte después del centro de fiscalización y/o entrega deben ser incurridos por el Estado. Sin perjuicio de lo expuesto, en el evento de existir algún costo de transporte por un oleoducto principal, no será deducible del impuesto a la renta ningún costo, bajo cualquier figura, que no corresponda a los barrieros efectivamente transportados.

Art. 11.- Costos y gastos de abandono y de actividades no exitosas.- Tales como:

a) Costos de perforación de pozos secos de exploración y desarrollo adicionales determi-

nados como tales como resultado de la perforación realizada en el período; no se considerarán pozos secos aquellos que iniciaron la producción en períodos anteriores;
b) Costos de medio ambiente y costos de abandono; y,
c) Costos de actividades no exitosas de exploración adicional y de recuperación mejorada.

Art. 12.- Costos de comercialización, cuando el pago de la tarifa sea en especie:

a) Costos de personal dedicado a esta actividad;
b) Costos de embarques; y,
c) Otros debidamente justificados.

Art. 13.- Costos de financiamiento.- No serán deducibles del impuesto a la renta de las contratistas los costos de financiamiento, conforme lo dispone el Art. 27 de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno.

Art. 14.- Gastos indirectos asignados desde el exterior a sociedades domiciliadas en el Ecuador por sus partes relacionadas.- Los gastos indirectos asignados desde el exterior a sociedades domiciliadas en el Ecuador por sus partes relacionadas serán deducibles hasta por un máximo del 5% de la base imponible del impuesto a la renta, más el valor de dichos gastos. Para el caso de las sociedades que se encuentran en el ciclo pre-operativo del negocio (antes del inicio de la producción del primer barril de petróleo o gas, inclusive en producción anticipada), este porcentaje corresponderá al 5% del total de activos. En ambos casos, sin perjuicio de la retención del impuesto a la renta correspondiente, de ser aplicable.

En contratos de exploración, explotación y transporte de recursos naturales no renovables, dentro de este límite se considerarán los servicios técnicos y administrativos.

Art. 15.- Contribución para la investigación

científica.- De conformidad con lo estipulado en el Art. 54 de la Ley de Hidrocarburos, las contratistas desde el inicio del período de explotación, están obligadas al pago de una contribución equivalente al uno por ciento del monto del pago por los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos. Este gasto se lo considerará como deducible en el año en que se realiza el pago. El pago se lo efectuará hasta el 30 de abril del año inmediato siguiente, al Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.

Art. 16.- Cumplimiento de planes, programas y presupuestos anuales aprobados.- Las contratistas están obligadas a cumplir con los planes, programas y presupuestos anuales y sus reformas conforme lo estipulado en los contratos.

Art. 17.- Amortización de inversiones del periodo exploración e inversiones de exploración adicional.- La amortización de las inversiones del periodo de exploración y las inversiones de exploración adicional en el periodo de explotación, se realizará en forma lineal durante cinco años, a partir del inicio de la producción aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 18.- Amortización de las inversiones del periodo de explotación (inicial y plan de actividades capitalizables contratos modificados).- La amortización de las inversiones del periodo de explotación, que corresponden a inversiones de desarrollo y producción conforme se describe en los artículos 6 y 7 de este reglamento, se efectuará anualmente, por unidad de producción, a partir del siguiente año fiscal en que fueron capitalizadas, en función de la producción de los campos y de las reservas probadas remanentes, reportadas por las contratistas y oficializadas por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Ak1 = (INak1) Qk1$$

RPk1

Donde:

Ak1 = Amortización de las inversiones de producción, durante el año fiscal k.

INak1 = Inversión de producción no amortizada al inicio del año fiscal k, (constituye el saldo de inversiones menos sus amortizaciones); en el caso de contratos modificados para el primer período corresponderán los valores que consten en cada contrato. (Sin considerar las inversiones de actividades adicionales de exploración adicional y/o de recuperación mejorada).

RPk1 = Reservas probadas remanentes al inicio del año fiscal k, que vayan a ser producidas durante la vigencia del contrato, reportadas por las contratistas y oficializadas por la Secretaría de Hidrocarburos (sin considerar las reservas de actividades adicionales).

Qk1 = Producción.- Es el volumen neto de petróleo crudo o gas producido en el año fiscal k dentro del área del contrato, que corresponde a la producción fiscalizada por la ARCH en el centro de fiscalización y entrega (sin considerar la producción de actividades adicionales), más la producción correspondiente a consumo interno (auto consumos) también avalizados por la ARCH.

Art. 19.- Amortización de inversiones en actividades de desarrollo adicional.- La amortización de las inversiones en actividades de desarrollo adicional, descritas en el Art. 8.2, que resultaren exitosas, se efectuará anualmente, por unidad de producción, a partir del inicio de la producción aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos en base a la siguiente fórmula:

$$Ak2 = (INak2) Qk2$$

RPk2

Donde:

Ak2 = Amortización de las inversiones en actividades de desarrollo adicional, durante el año fiscal k.

INak2 = Inversión en actividades de desarrollo adicional no amortizada, al inicio del año fiscal k. (Constituye el saldo de inversiones menos sus amortizaciones).

RPk2 = Reservas probadas remanentes al inicio del año fiscal k, que vayan a ser producidas durante la vigencia del contrato, reportadas por las contratistas y oficializadas por la Secretaría de Hidrocarburos, como consecuencia de las actividades adicionales de desarrollo adicional.

Qk2 = Producción.- Es el volumen neto de petróleo crudo o gas producido en el año fiscal k dentro del área del contrato, fiscalizado por la ARCH en el centro de fiscalización y entrega correspondiente a los nuevos campos descubiertos por exploración y desarrollo adicional, más la producción correspondiente a consumo interno (auto consumos) también avalizados por la ARCH.

Art. 20.- Amortización de inversiones en actividades de recuperación mejorada.- La amortización de las inversiones en actividades de recuperación mejorada descritas en el Art. 8.3 se efectuará anualmente, por unidad de producción, a partir del inicio de la producción aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos y en función de las reservas probadas remanentes, reportadas por las contratistas y oficializados por la Secretaría de Hidrocarburos, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Ak3 = (INak3) Qk3$$

RPk3

Donde:

Ak3 = Amortización de las inversiones recuperación mejorada, durante el año fiscal k.

INak3 = Inversión en actividades de recuperación mejorada no amortizada, al inicio del año fiscal k.

ración mejorada no amortizada, al inicio del año fiscal k. (constituye el saldo de inversiones menos sus amortizaciones).

RPk3 = Reservas probadas remanentes al inicio del año fiscal k, que vayan a ser producidas durante la vigencia del contrato como consecuencia de actividades de recuperación mejorada, reportadas por las contratistas y oficializadas por la Secretaría de Hidrocarburos.

Qk3 = Producción.- Es el volumen neto de petróleo crudo o gas producido en el año fiscal k dentro del área del contrato, que corresponde a la producción fiscalizada por la ARCH en el centro de fiscalización y entrega, correspondiente a actividades de recuperación mejorada, más los consumos internos (auto consumos) correspondiente a dicha actividad también avalizados por la ARCH.

Art. 21.- Capitalización de las inversiones.- Las inversiones de exploración y desarrollo serán capitalizadas concluido el periodo de exploración y desarrollo, y su amortización será a partir del inicio de la producción.

Los costos correspondientes a las actividades de exploración, desarrollo adicional y recuperación mejorada se capitalizarán anualmente y su amortización será a partir del siguiente año en que fueron capitalizadas. Las obras incompletas solo serán capitalizadas una vez que hayan sido concluidas.

Art. 22.- Costos de producción anticipada.- En el caso de que las contratistas tengan producción anticipada, aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos, los costos de esta producción corresponderán a los costos de producción definidos en el artículo 9 del reglamento con excepción de los gastos administrativos. Las amortizaciones se calcularán en base a las inversiones directamente imputables a los campos que produzcan anticipadamente.

Art. 23.- Provisiones de abandono y remediación de campo.- Las contratistas deberán



incluir en sus presupuestos, las provisiones necesarias para el cierre, terminación o abandono parcial o total de operaciones y para la remediación ambiental de las áreas afectadas por las actividades hidrocarburíferas. De conformidad con la normativa tributaria vigente, esta provisión no es deducible para efectos de impuesto a la renta.

CAPITULO III

NORMAS Y PROCEDIMIENTOS DE LA SECRETARIA DE HIDROCARBUROS Y DE LAS CONTRATISTAS

Art. 24.- Ingreso bruto del contrato.- Es el valor monetario que resulta de multiplicar la producción fiscalizada de un mes determinado entregada por la contratista, por el precio promedio mensual de ese mismo mes, corregido de acuerdo a la calidad equivalente a la producida por la contratista en el área del contrato. El petróleo crudo del área del contrato destinado para consumo interno del Estado u otros fines será valorado con el precio promedio mensual. La corrección de la calidad del petróleo crudo del área del contrato se realizará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_c = P_M (1 + (K * DC/100))$$

En donde:

P_c = Precio promedio mensual del petróleo crudo del área del contrato, ajustado por calidad.

P_M = Precio promedio mensual definido en el Art. 24 de este reglamento.

DC = Diferencia entre la calidad del petróleo crudo del área del contrato (CC) y la calidad promedio correspondiente al petróleo crudo exportado por EP Petroecuador (CM). Se mide en grados API.

DC = CC-CM

K = Coeficiente de corrección de calidad.

K = uno.tres (1.3) si quince grados (15ro.) API < CC <= veinticinco grados (25ro.) API.

K = uno.uno (1.1) si veinticinco grados (25ro.) API K = uno.uno (1.1) y DC = diez

(10) si CC >= treinta y cinco grados (35ro.) API.

CC = Calidad de petróleo crudo producido en el área del contrato.

CM = Calidad promedio del petróleo crudo exportado por EP Petroecuador.

El coeficiente K podrá ser revisado por acuerdo entre las Partes, si durante un período continuo de al menos doce (12) meses no refleja la realidad del mercado. También se podrá aplicar como coeficiente K el que se haya acordado previamente para el petróleo crudo de una determinada área de contrato.

Art. 25.- Precio promedio mensual.- Es el precio promedio ponderado de un determinado mes de ventas externas de petróleo crudo, calculado con las ventas efectuadas durante ese mismo periodo, por EP Petroecuador. Este precio se expresará en términos FOB, puerto ecuatoriano (terminal principal de exportación y en dólares de los Estados Unidos de América) por barril.

Art. 26.- Ingreso bruto de la contratista.- Es el valor que recibirá la contratista por la prestación de sus servicios, sobre la base de la tarifa correspondiente acordada en el contrato, por cada barril neto producido y entregado al Estado en el centro de entrega y fiscalización acordado.

Art. 27.- Ingreso disponible.- Es el valor monetario resultante de la diferencia entre el ingreso bruto del contrato y la suma de los siguientes conceptos: (i) Margen de Soberanía; (ii) Costos de Transporte del Estado; (iii) Costos de Comercialización; y, (iv) Los tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbios, si los mismos resultasen aplicables.

Los valores correspondientes al Impuesto al Valor Agregado, IVA que deba pagar la Secretaría por la facturación que realicen las

contratistas serán reintegrados a la Secretaría de Hidrocarburos por el Servicio de Rentas Internas. En consecuencia, el IVA que deba pagar la Secretaría no afectará el ingreso disponible.

Art. 28.- Margen de soberanía.- Es el 25% de los ingresos brutos provenientes de la producción correspondiente al área del contrato, que el Estado Ecuatoriano se reserva de conformidad con el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Art. 29.- Pago a la contratista.- Es el valor monetario que reciben las contratistas en dólares de los Estados Unidos de América o en especie en petróleo crudo o gas por el pago de sus servicios, a través de una tarifa. La tarifa será el único pago que efectuará la Secretaría de Hidrocarburos a las contratistas como contraprestación por los servicios objeto del contrato.

29.1 Tarifa por barril producido (sin considerar la producción de actividades de exploración adicional o de recuperación mejorada).- Es el valor acordado en el contrato que se pagará a la contratista por cada barril de petróleo crudo neto (o unidad de hidrocarburo correspondiente), producido y entregado por la contratista en el centro de fiscalización y entrega establecido en el contrato.

Para los contratos modificados esta tarifa será la tarifa para campos en producción establecida en cada contrato.

29.2 Pago a las contratistas por campos nuevos o por producción incremental fruto de recuperación mejorada:

29.2.1 Pago a las contratistas por producción proveniente de campos nuevos.- Es el valor que se pagará a las contratistas por cada barril de petróleo crudo neto entregado por las contratistas en el respectivo punto de entrega y fiscalización (o unidad de hidrocarburos correspondiente) acordada de conformidad

con el contrato para la ejecución de un plan de actividades o plan de desarrollo comprometido, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas.

29.2.2 Pago a las contratistas por producción incremental fruto de recuperación mejorada.- Es el valor que se pagará a las contratistas por cada barril de petróleo crudo neto (o unidad de hidrocarburos correspondiente) entregado por las contratistas en el respectivo punto de entrega y fiscalización, acordada de conformidad con el contrato, para la implementación de técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

29.3 Las contratistas registrarán en forma independiente los valores correspondientes a cada una de las tarifas.

29.4 La falta de realización de las actividades comprometidas por las contratistas en los respectivos planes, implicará la correspondiente reliquidación del pago a las contratistas de los valores equivalentes a las actividades no ejecutadas, conforme lo previsto en los programas y presupuestos anuales, sus reformas, y los respectivos informes y reportes de ejecución de los mismos.

29.5 Si como producto de las auditorías que realice la ARCH se definen que existen más actividades comprometidas incumplidas por las contratistas que las determinadas previamente en la ejecución, se procederá a la reliquidación correspondiente en función a los costos estimados a partir de la fecha efectiva del contrato de prestación de servicios en los respectivos planes, por las actividades no ejecutadas, debiendo afectar al ejercicio impositivo en que ocurre esta reliquidación.

Art. 30.- Forma de pago.- Las contratistas emitirán mensualmente una factura por los servicios prestados en el mes inmediato anterior. La factura deberá agregar al valor correspondiente, el porcentaje del Impuesto al Valor Agregado, IVA, que será pagado por la Secretaría de Hidrocarburos.

Pago en especie.- Si conviene a los intereses



del Estado, y únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país, el pago a las contratistas podrá ser realizado en petróleo crudo (o unidad de hidrocarburo) o de forma mixta en petróleo crudo (o unidad de hidrocarburo) y dólares de los Estados Unidos de América.

El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie, es decir que en lugar de dólares de los Estados Unidos de América, la contratista reciba petróleo crudo, o en forma mixta, es decir, una combinación de dólares de los Estados Unidos de América y petróleo crudo, se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por EP Petroecuador (mes anterior).

Para determinar el volumen de petróleo crudo que por cada mes corresponda al pago en especie, se aplicará la siguiente fórmula:

$$VL_{pc} = TC_{n-1} / PM$$

Donde:

VL_{pc} = Volumen de barriles de petróleo crudo Oriente o Napo a levantar en el mes.

TC_{n-1} = Saldo en dólares de los Estados Unidos de América por pago a la contratista al último día del mes inmediato anterior al levante.

PM = Último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por EP Petroecuador (mes anterior), de crudo Oriente o Napo.

El Estado entregará el petróleo crudo asignado a las contratistas en el terminal de exportación, FOB puerto ecuatoriano. La propiedad y el riesgo del petróleo crudo pasarán de la Secretaría de Hidrocarburos a las contratistas cuando, en el terminal principal de exportación, dicho petróleo crudo cruce la conexión entre la manguera de la tubería del puerto de embarque y el múltiple de entrada ("mani-

fold") del buque transportador, momento en el cual se opera la transferencia de dominio del petróleo crudo a favor de las contratistas. Esta transferencia es solo una consecuencia del pago en especie acordada.

El volumen y la calidad del petróleo crudo a ser entregado por la Secretaría de Hidrocarburos a las contratistas serán determinadas por acuerdo entre la Secretaría de Hidrocarburos y las contratistas. La calidad será determinada en tierra y la cantidad a ser entregada a las contratistas será determinada a través del sistema calibrado de medición existente en el respectivo terminal.

En el caso de que el precio del petróleo crudo con el cual la Secretaría de Hidrocarburos efectúe los pagos en especie a las contratistas sea diferente al precio de referencia de EP Petroecuador vigente en la fecha en la cual la Secretaría está obligada a efectuar tales pagos, se realizará el correspondiente reajuste de la cantidad de petróleo crudo efectivamente entregada a las contratistas, de tal manera que las contratistas reciban una cantidad de petróleo crudo equivalente al pago a las contratistas. Se exceptúan de esta norma aquellos casos en que la Secretaría de Hidrocarburos hubiere puesto a disposición de las contratistas el petróleo crudo en las cantidades y plazos debidos, y las contratistas no hubieren efectuado los levantes correspondientes, de conformidad con el convenio de levantes que se suscriban con EP PETROECUADOR.

Los pagos en especie serán hechos de conformidad con los procedimientos de levantes que se establezcan en los contratos mediante embarques de petróleo crudo que deberán ser programados de manera que se asegure su regularidad y la optimización del uso de la capacidad de carga de los tanqueros, tomando en cuenta la capacidad de almacenamiento en tierra, la disponibilidad de tanqueros y las características de los puertos de embarque y destino.

Art. 31.- Acumulación.- En caso que el ingreso disponible no sea suficiente para cubrir el pago a las contratistas, el saldo faltante mensual se acumulará durante el mes o año fiscal pertinente. La diferencia entre los montos pagados por concepto de las tarifas y el ingreso disponible del mismo mes o año fiscal se trasladará al siguiente mes o año fiscal, sin intereses y en caso de que no hubiese podido ser cubierto durante el respectivo mes o año fiscal se acumulará sucesivamente durante el plazo de vigencia del contrato. Cualquier diferencia trasladada, originada por insuficiencia del ingreso disponible, que no haya sido pagada por la Secretaría de Hidrocarburos a la terminación del contrato se extinguirá y no será pagada a las contratistas, quedando la Secretaría de Hidrocarburos automáticamente liberada de esta obligación de pago en ese momento.

Art. 32.- Sistema de pago de impuesto a la renta y participación laboral.- La base imponible, participación laboral e impuesto a la renta, se obtendrán de la siguiente manera:

De los ingresos totales se restarán los costos, gastos, depreciaciones y amortizaciones deducibles de conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno y este reglamento.

Sobre este resultado se aplicará el 15% de participación laboral y el saldo constituirá la base imponible.

Finalmente, sobre esta base imponible, se aplicará el 25% del impuesto a la renta.

Art. 33.- Pago del IVA.- Los valores que por las tarifas deban liquidar las contratistas al Estado Ecuatoriano como consecuencia de este contrato, están gravados con 12% de IVA, por lo tanto las contratistas tendrán derecho a crédito tributario de conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno.

Art. 34.- 15% participación trabajadores.- De conformidad con lo estipulado en el Art.

94 de la Ley de Hidrocarburos, el 3% de las utilidades se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley, y el 12% restante será pagado al Estado para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia directa de la actividad hidrocarburífera.

CAPITULO IV PROCEDIMIENTOS DE AUDITORIA, FISCALIZACION Y CONTROL

Art. 35.- Auditorías de actividades hidrocarburíferas.- La ARCH tendrá a su cargo la realización de las auditorías previstas en la Ley de Hidrocarburos y los reglamentos para las actividades hidrocarburíferas, a ser ejecutadas por sí misma o a través de firmas especializadas previamente calificadas por la ARCH, bajo la supervisión de este ente de control. A través de las auditorías de la ARCH, se verificará el cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos, así como, las operaciones contables y financieras relacionadas con las disposiciones contenidas en el presente reglamento, y el cumplimiento de las obligaciones contractuales, y la ejecución de los planes, programas, y presupuestos.

Art. 36.- Plazos.- Los plazos y procedimientos que deben cumplir las auditorías a cargo de la ARCH correspondientes a un ejercicio económico iniciado el 1 de enero y concluido el 31 de diciembre, deberán realizarse dentro de un año calendario a partir de la presentación de los estados financieros por parte de las contratistas.

Art. 37.- Notificación.- La ARCH notificará por escrito a las contratistas sobre la auditoría a realizarse, con un plazo de 30 días de anticipación a la fecha en que se iniciará la auditoría, de tal manera que las contratistas preparen los documentos a ser analizados por parte de los auditores designados.

Art. 38.- Informe provisional.- Concluido el análisis, los auditores someterán en el plazo de noventa (90) días a consideración de las



contratistas el informe provisional, el que contendrá el detalle de ajustes, reclasificaciones y comentarios al control interno, producto de la auditoría practicada.

Art. 39.- Revisión del informe provisional.- En el plazo de treinta (30) días, contados a partir de la fecha de presentación del informe provisional a las contratistas, se procederá a la revisión conjunta del mismo. Dentro de este plazo, las contratistas presentarán los justificativos que crean pertinentes respecto a las observaciones contenidas en el informe provisional.

Art. 40.- Actas.- Luego de la revisión del informe provisional, los auditores presentarán a las contratistas, en el plazo máximo de quince (15) días un proyecto de acta donde constarán los aspectos tratados en la revisión conjunta del informe provisional. Las contratistas en el plazo de quince (15) días incluirán su criterio respecto a cada uno de los puntos y procederán a la firma de la misma. Las actas definitivas serán presentadas en ocho (8) días para la firma de las partes.

Art. 41.- Informe de auditoría.- La ARCH emitirá el informe de auditoría final, en un plazo de treinta (30) días posteriores a la firma del acta y notificará a las contratistas con dicho informe dentro del mismo plazo.

Art. 42.- Comentarios.- Las contratistas tendrán un plazo de treinta (30) días para presentar al Grupo Interinstitucional de Auditoría sus comentarios si los hubiere, respecto del informe final de auditoría.

Art. 43.- Contestación a los comentarios.- La ARCH tendrá treinta (30) días contados a partir de la recepción de los comentarios de las contratistas para responder a estas sobre los mismos.

Art. 44.- Objeciones y pronunciamientos.- Las contratistas tendrán el plazo de treinta (30) días para presentar ante el Ministerio

sectorial, sus objeciones a la respuesta de la auditoría de la ARCH, y deberá pronunciarse sobre el pedido de las contratistas, dentro del plazo de sesenta días, contados desde la fecha de su recepción.

Art. 45.- Incumplimiento de los plazos.- La falta de cumplimiento de los plazos establecidos en los artículos anteriores, será considerada como aceptación de las objeciones y aclaraciones presentadas por la otra parte.

Art. 46.- Las acciones de control y fiscalización.- Que realice la ARCH a las compañías que mantienen contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, serán coordinadas con el Servicio de Rentas Internas.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Estas normas entrarán en vigencia a partir de la fecha en la que se derogue el Reglamento de Contabilidad de Costos, publicado mediante Decreto Ejecutivo No. 1772 del R. O. 512 de 13 de junio de 1983 y el Reglamento de Aplicación expedido mediante Acuerdo Ministerial No. 647, publicado en el R. O. 933 de 12 de mayo de 1992.

SEGUNDA.- Las auditorías que efectúe la ARCH sobre las inversiones, costos y gastos hasta los ejercicios fiscales que finalizan el 31 de diciembre del 2010, se realizarán conforme a los reglamentos de contabilidad aplicables a cada contrato hasta esa fecha.

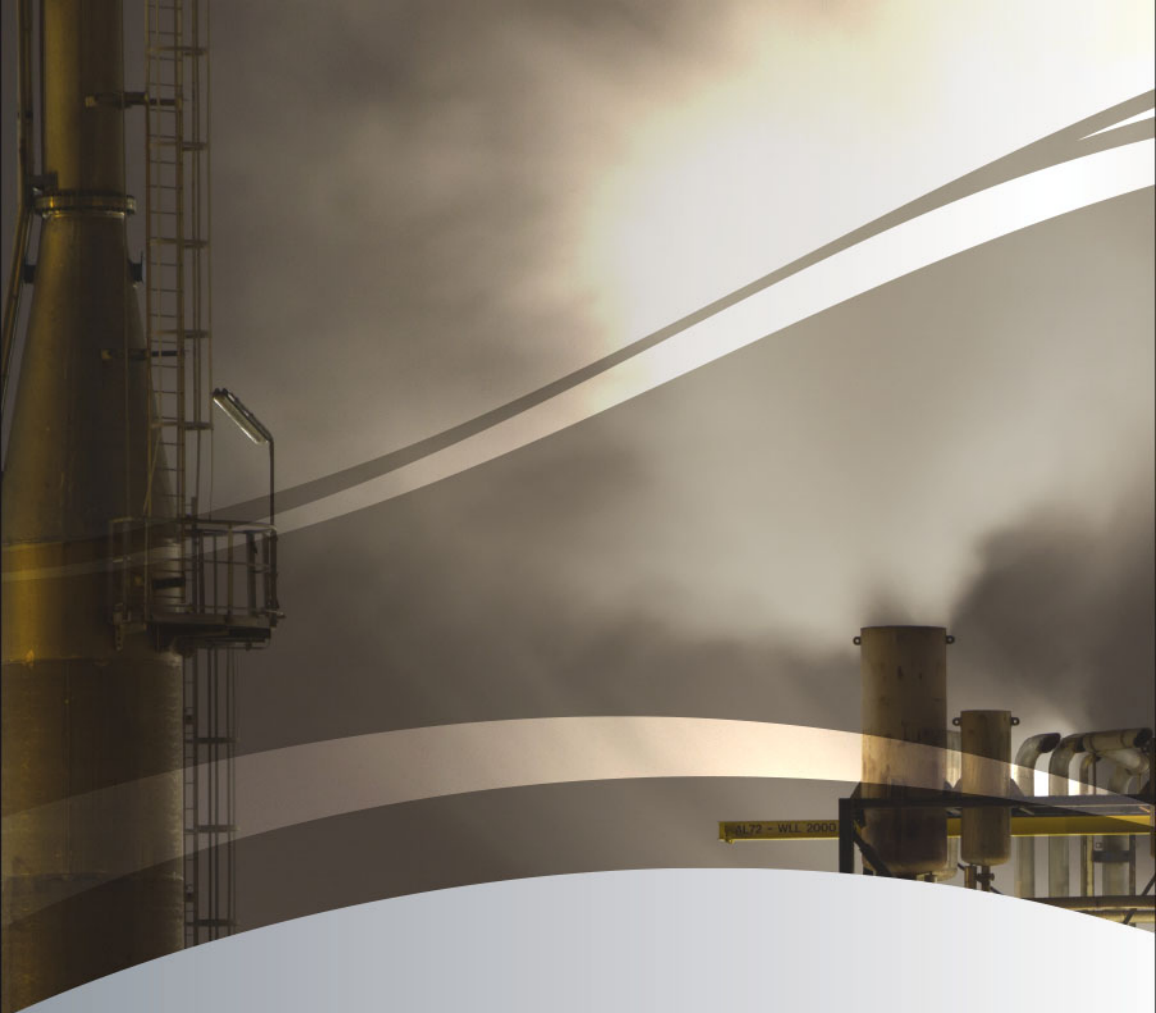
f.) Ing. Carlos Loor Mera, Secretario del Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera.

Certifica que el presente reglamento fue leído, discutido y aprobado por unanimidad por el Directorio de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, en sesión efectuada, el 23 de noviembre del 2010.

Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.- Es compulsada.- Lo certifico.- Quito, a 23 de febrero del 2012.-f.) Aníbal Rosero V.,
Gestión y Custodia de Documentación.

© 1988 - 2012 Lexis S.A. Todos los derechos reservados.

El contenido de este documento no puede ser reproducido, transmitido o difundido sin autorización de LEXIS S.A.



GOBIERNO NACIONAL DE
LA REPUBLICA DEL ECUADOR



ecuador
ama la vida