

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE  
CHIMBORAZO**

***ESCUELA DE POSTGRADO***

***FACULTAD DE CIENCIAS***

**TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MASTER  
EN PROTECCIÓN AMBIENTAL**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA  
AMBIENTAL PARA LAS ACTIVIDADES  
HIDROCARBURIFERAS DE PETROECUADOR Y SUS  
FILIALES”**

**AUTOR:**

***JOSÉ VINICIO GUEVARA ALMENDARIZ***

**TUTOR:**

***Ing. Edgar López M., M.Sc.***

Riobamba - 2004

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**  
*República del Ecuador*  
**SUBSECRETARÍA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL**  
**DIRECCIÓN NACIONAL DE PROTECCIÓN AMBIENTAL**  
**SPA / DINAPA**

Mi sincero agradecimiento al Ing. Edgar López M. Tutor de la Tesis. A los funcionarios y exfuncionarios de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

A los Doctores: Robert Cazar, Magdy Echeverría y Fausto Yulema G. miembros del Tribunal; Sra. Edith Barrera, Álvaro Aguilar, Cristóbal Herrera S. y a todas las personas que colaboraron para la realización de este Trabajo.

**José.**

A MI MADRE y HERMANOS por el apoyo incondicional brindado para alcanzar cada una de las metas propuestas, a Dios que me ha permitido llegar a esta etapa de mi vida con sus bendiciones.

El contenido de este trabajo de Tesis no puede ser reproducido total o parcialmente, ni transmitirse en forma alguna, sin el permiso previo de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio del Energía y Minas, o de la Escuela de Postgrado y Educación Continua de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Salvo el caso de ser utilizado con fines didácticos.

El autor es responsable del contenido del presente trabajo de Tesis; el patrimonio intelectual pertenece a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

**José Guevara A.**

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

AA (s)	Auditoria (s) Ambiental (s)
Art.	Artículo
Bls.	Barriles
BPD	Barriles por día
C	Conformidad
CONAMA	Comisión Nacional del Medio Ambiente de Chile
CIS	Complejo industrial Shushufindi
CSA	Control y Seguimiento Ambiental
DA	Diagnóstico Ambiental
DDV	Derecho de vía
DE	Decreto Ejecutivo (Presidencia de la República del Ecuador).
DEREPA	Delegación Regional de Protección Ambiental.
DINAPA	Dirección Nacional de Protección Ambiental (Ministerio de Energía y Minas).
EEA	Evaluación de Estudios Ambientales
EIA	Estudio(s) de Impacto Ambiental
EIE	Evaluación de Impactos Ambientales (Environmental Impacts Evaluation).
EPA	Environmental Protection Agency, USA
E/S	Estación de Servicio
Est.	Estándar
GLP	Gas licuado de petróleo
G-OTE	Gerencia del Oleoducto
GPA	Gerencia de Protección Ambiental (Petroecuador)
GYE	Guayaquil
ITT	Ishpingo-Tiputini-Tambococha
LAS	Legislación Ambiental Secundaria
LAG	Lago Agrio
Lit.	Literal
MA	Ministerio del Ambiente
MCD	Mauro Dávalos Cordero (campo petrolero)
MEM	Ministerio de Energía y Minas
NC	No Conformidades

NC+	No conformidad mayor
nc-	No conformidad menor
Num.	Numeral
OTA	Oleoducto Transandino (Ecuador-Colombia)
PA	Pasivo Ambiental
PCO	Petrocomercial
PDC	Planes de Contingencia
PE	Petroecuador
PEA	Población económicamente activa
PIN	Petroindustrial
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PPR	Petroproducción
PRA	Programa (Plan) de Remediación Ambiental
PRC	Plan de Relaciones Comunitarias
RA	Regional Amazónica
REE	Refinería Estatal Esmeraldas
RLL	Refinería La Libertad
RO	Registro Oficial
RS-RAOHE	Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, (DE 1215 del 13 de febrero de 2001).
SIAH	Sistema de Información Ambiental Hidrocarburífera
SIPEC	Sociedad Internacional Petrolera, Chile
SGA	Sistema de Gestión Ambiental
SGO	Subgerente de operaciones
SPA	Subsecretaría de Protección Ambiental (Ministerio de Energía y Minas).
SAA	Sistema de Administración Ambiental
SOTE	Sistema del Oleoducto Transecuatoriano
SSFD	Shushufindi
SUMA	Sistema Único de Manejo Ambiental
TDR	Términos de Referencia
TEPRE	Terminal provisional de la Refinería Estatal de Esmeraldas
UIO	Quito
VHR	Víctor Hugo Ruales (campo petrolero)

## **NOMECLATURA UTILIZADA EN LA DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL POZO**

### **CÓDIGO ESTADO DEL POZO A FIN DE MES (E. F. M.)**

C	Cerrado
CA	Abandonado
CB	Cerrado por reparación en la batería de recolección.
CC	Cerrado por cambio de choke
CE	Cerrado por falta de equipo
CF	Cerrado por fuerza mayor
CG	Cerrado por alta tasa de gas
CH	Cerrado por falta de taza autorizada
CI	Cerrado por incapacidad de flujo (muerto)
CL	Cerrado por cambio de levantamiento
CM	Cerrado por mantenimiento
CN	Cerrado para recuperación de nivel
CP	Cerrado por baja tasa de producción
CR	Cerrado por reacondicionamiento en el pozo
CS	Cerrado por operación en equipo de subsuelo
CT	Cerrado por operación en equipo de superficie
CU	Cerrado para restauración de presión
CV	Cerrado por falta de capacidad de almacenamiento
CW	Cerrado por alto corte de agua
CY	Cambio de estación
CZ	Cerrado para cambio de zona productora
PP	Produciendo petróleo.

### **CÓDIGO MÉTODO DE PRODUCCIÓN (junto a E. F. M.)**

F	Flujo natural
G	Levantamiento por gas lift
H	Bombeo hidráulico
I	Inyección de agua
L	Flujo Natural (Gas)

M	Bombeo mecánico
P	Producción pistoneo (pozo sin fluir)
R	Producción por inyección reversa
S	Levantamiento por bomba sumergible
T	Flujo natural intermitente
Z	No definido

## INDICE

RESUMEN.....	i
SUMMARY.....	iii
INTRODUCCIÓN.....	v
ANTECEDENTES.....	viii
JUSTIFICACIÓN.....	x
OBJETIVOS.....	xii
HIPÓTESIS.....	xiii

## CAPITULO 1

1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 EL SISTEMA PETROECUADOR.....	2
1.2.1 Estructura.....	2
1.2.1.1 PETROPRODUCCIÓN.....	3
1.2.1.1.1 Los objetivos de Petroproducción.....	4
1.2.1.1.2 Exploración y Producción.....	4
1.2.1.1.3 Medio Ambiente.....	4
1.2.1.2 PETROINDUSTRIAL.....	5
1.2.1.2.1 Los objetivos de Petroindustrial.....	5
1.2.1.2.2 Centros de industrialización.....	5
1.2.1.3 PETROCOMERCIAL.....	6
1.2.1.3.1 Infraestructura.....	7
1.2.1.3.2 Medio Ambiente.....	7
1.2.2 La Gerencia de Protección Ambiental-Petroecuador.....	8
1.2.2.1 Los Objetivos de la GPA-PE:.....	8
1.2.2.2 Unidades de la GPA-PE.....	8
1.2.3 Políticas Ambientales Corporativas de Petroecuador.....	9
1.2.4 Proyectos Ambientales.....	10
1.3 IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES.....	11
1.3.1 Fase PROSPECCIÓN GEOLÓGICA.....	11
1.3.2 Fase PERFORACION.....	12
1.3.3 En la fase DESARROLLO y PRODUCCION.....	13
1.3.4 En la fase de INDUSTRIALIZACIÓN.....	14
1.3.5 ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE y COMERCIALIZACIÓN de los derivados hidrocarburíferos.....	15
1.4 PASIVOS AMBIENTALES.....	16
1.4.1 Pasivos Ambientales en el sector hidrocarburífero del Ecuador.....	18

1.4.2	Tipificación de los Pasivos Ambientales en Acumulados y Flujo .....	19
1.4.3	Consideraciones sobre los Pasivos Sociales de la actividad hidrocarburífera .....	21
1.4.4	Valoración de Pasivos Ambientales .....	22
1.5	MARCO LEGAL .....	23
1.5.1	Constitución Política de la República del Ecuador .....	23
1.5.2	Ley de Hidrocarburos.....	24
1.5.3	Ley de Gestión Ambiental.....	25
1.5.4	Ley de Patrimonio Cultural.....	25
1.5.5	Declaración de Río de Janeiro .....	26
1.5.6	Regulaciones .....	27
1.5.6.1	Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, RS-RAOHE.....	27
1.5.6.2	Reglamento de Consulta y Participación para la Realización de Actividades Hidrocarburíferas, (DE 3401, 2 de diciembre de 2002).....	33
1.5.7	Texto unificado de Legislación Ambiental Secundaria en el Ecuador (LAS). .....	38
1.6	SISTEMATIZACIÓN INFORMACIÓN AMBIENTAL SPA/DINAPA.....	39
1.6.1	Evaluación de estudios ambientales (EEA).....	39
1.6.1.1	Términos de Referencia.....	39
1.6.1.2	Estudios de Impacto Ambiental .....	40
1.6.1.3	Comunicación Pública .....	42
1.6.2	Control y seguimiento Ambiental (CSA) .....	43
1.6.2.1	Planes y Monitoreo Ambiental .....	43
1.6.2.2	Auditorías Ambientales .....	44
1.6.2.3	Reportes inspección DINAPA.....	45
1.6.2.4	Participación ciudadana, denuncias, derrames, (reportes mayores a 5 Bls. derramados).....	46

## **CAPITULO 2**

2.	<b>METODOLOGÍA</b> .....	48
2.1	REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN AMBIENTAL .....	48
2.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN AMBIENTAL .....	48
2.3	SISTEMATIZACIÓN SPA/DINAPA .....	49
2.3.1	Procedimiento seguido .....	49
2.3.2	Levantamiento de Información Ambiental .....	52
2.3.3	Actividades PETROECUADOR 1996-2004.....	55
2.3.3.1	Actividades PETROPRODUCCIÓN .....	56
2.3.3.2	Actividades PETROINDUSTRIAL.....	67
2.3.3.3	Actividades PETROCOMERCIAL.....	70
2.3.3.4	Actividades ambientales del SOTE .....	78

2.3.3.5	Actividades de Gerencia de Protección Ambiental-PE.....	81
2.4	ESTUDIO, CONTROL Y SEGUIMIENTO DEL SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL DE PETROECUADOR.....	90
2.4.1	Identificación y análisis de Pasivos Ambientales. ....	90
2.5	CONTROL AMBIENTAL INDEPENDIENTE, SPA/DINAPA .....	91
2.5.1	Marco para el control ambiental independiente.....	91
2.5.1.1	Análisis de los requerimientos de la Normativa Ambiental para los sujetos de control, Proceso de evaluación.....	93
2.5.2	Documentos de control .....	104
2.6	DESARROLLO DEL PLAN DE ACCIÓN .....	107

### **CAPITULO 3**

3.1	<b>RESULTADOS</b> .....	109
3.1.1	PETROPRODUCCIÓN .....	110
3.1.1.1	Programas Sísmicos 2D/3D.....	110
3.1.1.2	Perforación, re-acondicionamiento de pozos, (exploratorios, de avanzada, desarrollo, inyectores, etc.).....	116
3.1.1.3	Planes de contingencia (PDC).....	120
3.1.1.4	Planes de Manejo Ambiental de campos Petroleros operados por Petroproducción .. .....	120
3.1.1.5	Control y Seguimiento Ambiental, Auditorias Ambientales (AAs) .....	122
3.1.1.6	Pasivos Ambientales, campos Petroproducción. ....	128
3.1.2	PETROCOMERCIAL .....	131
3.1.2.1	Poliductos.....	132
3.1.2.2	Beaterios y terminales .....	133
3.1.2.3	Estaciones de Servicio.....	135
3.1.2.4	Depósitos Marítimos Artesanales de Combustible (pesca artesanal).....	137
3.1.3	PETROINDUSTRIAL .....	138
3.1.4	OLEODUCTO TRANSECUTORIANO (SOTE).....	140
3.1.5	Planes y Presupuestos Ambientales PETROECUADOR.....	142
3.2	<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS</b> .....	144
3.3	<b>PLANES DE ACCIÓN (PETROPRODUCCIÓN)</b> .....	150

### **CAPITULO 4**

4.1	<b>CONCLUSIONES</b> .....	162
4.2	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	165

<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	169
---------------------------	-----

<b>ANEXOS</b> .....	177
---------------------	-----

### **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

## **RESUMEN**

Las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador han beneficiado al Estado, a las diferentes empresas, y la población donde se asienta esta actividad. Sin embargo, la expansión y desarrollo de esta industria, también han generado problemas socio-ambientales (contaminación y degradación ambiental, derivados de contingencias ambientales), en algunos casos con repercusiones a la salud de la población asentada en la zona de influencia y al equilibrio ecológico de los ecosistemas.

Dentro del proceso de fortalecimiento técnico y administrativo la Dirección Nacional de Protección Ambiental, La Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, consideran la complementación e implementación de la información ambiental, la base para el análisis del cumplimiento a la Normativa Ambiental, así como para validar y proponer un plan de seguimiento y/o fortalecimiento a la gestión ambiental de la Empresa Estatal y sus filiales, específicamente en lo que se refiere a Estudios de Impacto, Planes de Manejo y Auditorias Ambientales.

El marco metodológico para su ejecución describe inicialmente la recopilación de la información ambiental, seguido de un análisis de Pasivos Ambientales (de campos y facilidades petroleras operados por Petroproducción), la sistematización de información socio-ambiental y la ejecución de un plan estratégico de seguimiento; para la sistematización, se revisó la información ambiental hidrocarburífera de Petroecuador y sus filiales desde el año 1996 hasta marzo de 2004, principalmente: Términos de Referencia para EIA y AA, Estudios de Impactos Ambientales (Diagnósticos Ambientales), Planes y Programas de Manejo Ambiental, Auditorias Ambientales, puntos de monitoreo, reportes de Monitoreo Ambiental interno, comunicaciones y denuncias que reposan en los archivos del Ministerio de Energía y Minas. Se revisó además la información emitida y/o solicitada (observaciones a los diferentes estudios, recomendaciones, solicitud de información complementaria, condicionamientos previa aprobación, etc.) por la Dependencia Ministerial dentro de su programa de Control y Seguimiento Ambiental.

El análisis de pasivos ambientales identificados producto de las actividades de desarrollo y producción en los diferentes campos y facilidades petroleras, y en base a criterios conceptuales de prioridad, señalaron a los pasivos de flujo como de mayor

importancia debido a que se siguen utilizando instalaciones, equipos y otras obras civiles, que aún siguen causando daños al medio ambiente. Sin embargo, existen daños ambientales causados por pasivos acumulados, como las piscinas tapadas que siguen aflorando crudo degradado, y las piscinas abandonadas a cielo abierto.

Las matrices **EEAs-Petroecuador\_CAMPOS**, **EEAs\_Petroecuador\_ FILIALES**, **CSA\_AAs\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_Seguimiento\_FILIALES**, **EEAs\_Campos\_Marginales-ITT**, entre otras registran los cumplimientos y no cumplimientos a la Normativa Ambiental vigente, principalmente al Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (DE 1215 del 13 de febrero de 2001), para cada una de las Instalaciones, actividades y/o proyectos realizados.

Petroecuador y sus filiales no han cumplido en su totalidad y en muchos casos con retraso los requerimientos establecidos en el Reglamento Ambiental vigente, sin embargo, a partir de la expedición del mismo mejoró notablemente el nivel de cumplimiento (una mayor presentación de TDR, EIA, Presentaciones Públicas, Presupuestos Ambientales Anuales, puntos e informes de Monitoreo Ambiental interno, etc.), reflejándose en el descenso del número de no cumplimientos en un 78,57% en estos últimos años, gracias además a una mejor coordinación con las unidades encargadas de la protección ambiental dentro de cada una de las filiales, la GPA-PE, al control y seguimiento implementado por la SPA/DINAPA, así como al la Gestión y Políticas implementadas, y que se siguen implementando por parte de la Empresa Estatal.

## **SUMMARY**

Hydrocarbon activities in Ecuador have benefitted the State, the different enterprises, and the population where this activity is placed. However, the spreading and development of this industry also have generated socio-environmental problems, i.e. pollution and environmental degradation, derived from environmental eventualities, in some cases with health repercussions to the population living at the zone of influence and ecological balance of ecosystems.

Inside the process of technical and administrative fortifying, the National Direction of Environmental Protection, The Subsecretary of Environmental Protection of the Energy and Mining Ministry, consider the complementing and implementing of the environmental information, the basis for the analysis of achievement to the Environmental Normative, as well as to validate and propose a plan to fortify the environmental management of the State Enterprise and its subsidiaries, specifically or Impact Studies, Management Plans and Environmental Auditories.

The execution methodological frame describes at the beginning the compiling of environmental information, followed by Environmental Liabilities, i.e. fields and oil facilities operated by Petroproduction, the information systematized and the execution of a tracking strategic plan; the hydrocarbon environmental information of Petroecuador and its subsidiaries was revised since 1996 until March 2004, mainly: Terms of Reference for EIA and AA, Impact Environmental Studies (Environmental Diagnostic), Plans and Programs of Environmental Management, Environmental Auditories, monitoring points, reports of inner Environmental Monitoring, communications and reports are in Energy and Mines Ministry. Also, the information sent and asked was checked (observations to the different studies, recommendations, complementary information, conditions previous approval, etc.) by the Ministerial Dependence in its program of Control and Environmental Tracking.

The identified environmental liabilities as a result of developed activities and different facilities in fields an oil sites, and on basis to priority conceptual criteria showed flow passives as very important because the installations are still using equipments, and other civil works that are causing damage to the environment. However, there are

environmental damage caused by accumulated passives like filled pools which have degraded oil and abandoned pools at open sky.

Matrixes **EEAs-Petroecuador\_CAMPOS**, **EEAs\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_AAs\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_Seguimiento\_FILIALES**, **EEAs\_Campos\_Marginales-ITT**, among others, register fulfillments and non-fulfillments to the actual Environmental Normative, mainly to the Substitute Regulation of the Environmental Regulation for Hydrocarbon Operations in Ecuador (DE 1215 on February 13, 2001), to each of the installations, activities and/or realized projects.

Petroecuador and its subsidiaries have not accomplished totally many the established requirements in the current Environmental Regulation, however, since the release the accomplished level got better (a presentation of TDR, EIA, Public Presentations, Annual Environmental Budgets, sites and reports of inner environmental driving, etc.), reflecting a decrease in the number of non-accomplishments until a 78,57%, in these last years, thanks to a better coordination with the units in charge with the environmental protection inside the subsidiaries, GPA-PE, to the control and following implemented by SPA/DINAPA, as well as the implemented politics to the management, which is implemented by the Statal Enterprise.

## **INTRODUCCION**

Las actividades petroleras que se realizan en el Ecuador ejecutados por la Empresa Estatal PETROECUADOR, se encuentran localizados principalmente dentro de los Campos y facilidades de producción petrolera, (algunas de las instalaciones de Petroproducción existentes desde la década de los setenta). La producción del petróleo y el gas requiere múltiples actividades industriales. La construcción de las plataformas, los caminos de acceso, el (los) campo(s) de aviación, los oleoductos de recolección y transporte y las instalaciones auxiliares de apoyo, tráfico de construcción, ruido, emisiones atmosféricas y una afluencia de trabajadores de construcción.

Los centros de almacenamiento, estaciones de bombeo, estaciones facilitadoras, oleoductos y poliductos, centros industriales de procesamiento de crudo, terminales, beaterios y centros de distribución de derivados son operados por las filiales de la Empresa Estatal. El manejo de estas Instalaciones, de materiales y residuos peligrosos, la operación de instalaciones de alto riesgo sin las medidas necesarias de prevención de accidentes y riesgo ambiental, la falta o el poco control y monitoreo sistemático de fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos, la incineración a cielo abierto de excedentes de pruebas de productividad de pozos, seguridad y mantenimiento de ductos, el impacto ambiental provocado por diversos tipos de obras, la contaminación del agua y suelo por fugas y derrames de hidrocarburos en ductos y los daños a bienes materiales, la calidad del agua en lagunas y de litoral por arribo de hidrocarburos, son entre otros los problemas ambientales más importantes que viene generando la industria petrolera.

Las Instituciones del Estado del Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental en el ejercicio de sus atribuciones y en el ámbito de su competencia están obligados en aplicar los principios establecidos en las Leyes y Reglamentos Ambientales (DE 1215, Ley de gestión Ambiental, Ley de Hidrocarburos, etc.), 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.

Como parte del Sistema Nacional descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas, a

través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA), es la dependencia técnico administrativa que controla, fiscaliza y audita la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador; realiza la evaluación, aprobación y el seguimiento de los Estudios Ambientales en todo el territorio ecuatoriano; de igual manera verifica el cumplimiento de la Reglamentación Ambiental y vigila que los causantes en caso de incumplimiento del mismo, cumplan con las disposiciones y recomendaciones respectivas.

Por su parte los 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, de conformidad con lo que dispone el Art. 31, literales c, k, s, y t de la Ley de Hidrocarburos, están obligados presentar 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, para su evaluación y aprobación en base del respectivo pronunciamiento de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Los fines establecidos en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Decreto Ejecutivo 1215), de generar las medidas preventivas, las actividades de mitigación y las medidas de rehabilitación de impactos ambientales producidos por una probable o efectiva ejecución de una actividad y/o proyecto en cualquiera de las fases hidrocarburíferas, así como los diferentes Estudios Ambientales y el Control y Seguimiento constituyen en sí herramientas técnicas que en conjunto mantienen una unidad sistemática, con relación a las diferentes fases de la actividad hidrocarburífera, y se pueden clasificar en:

- a) Estudios de Impacto Ambiental, inclusive el Diagnóstico Ambiental – Línea Base;
- b) Control y seguimiento, Auditoría Ambiental; y
- c) Examen Especial.

El control y seguimiento al Sistema de Gestión Ambiental y a los programas de Auditoría Ambiental de las instalaciones de Petroecuador y sus filiales permiten evaluar, controlar y disminuir el riesgo e impacto ambiental derivado de la operación de

la industria petrolera; sin embargo, dichas instalaciones también han sido objeto de inspección y verificación del cumplimiento de las normativas, en particular en casos de denuncias o en la existencia de fugas o derrames.

Dentro de la metodología propuesta por la SPA/DINAPA para el presente trabajo, toma como punto de partida la revisión de la información ambiental hidrocarburífera del Sistema Petroecuador a partir del año 1996 realizándose esta actividad hasta mediados del mes de marzo del 2004, principalmente: Términos de Referencia para EIA y AA, Estudios de Impactos Ambientales (Diagnósticos Ambientales), Planes y Programas de Manejo Ambiental, Auditorias Ambientales, puntos de monitoreo presentados para cada una de las instalaciones requeridas dentro de la Reglamentación Ambiental vigente, reportes de Monitoreo Ambiental interno, comunicaciones y denuncias que reposan en los archivos del Ministerio de Energía y Minas. Se revisó además la información emitida y/o solicitada (observaciones a los diferentes estudios, recomendaciones, solicitud de información complementaria, condicionamientos previa aprobación, etc.) por las Dependencias Ministeriales dentro del programa de Control y Seguimiento Ambiental. Luego a sistematizar la información ambiental en matrices de acuerdo a los requerimientos de la Reglamentación Ambiental vigente, seguidamente generar un plan estratégico y metodológico acordes a la realidad institucional de Petroecuador.

Los productos obtenidos después de realizado el presente trabajo se resumen principalmente en: 1) Una información ambiental del Sistema Petroecuador, complementada, validada e ingresada a la base de datos de la DINAPA, 2) Un análisis de los pasivos ambientales de algunos de los campos operados por Petroproducción (Auca, Culebra-Yulebra, Lago Agrio, Sacha y Shushufindi), que permitieron conocer la situación ambiental actual y 3) Planes de Acción complementados con planteamientos estratégicos y operativos de gestión ambiental, específicamente en lo que se refiere a Estudios de Impacto, Planes de Manejo y Auditorias Ambientales.

## **ANTECEDENTES**

La Constitución en su Art. 86 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: 1) La preservación del medio ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país; 2) La prevención de la contaminación ambiental, la recuperación de los espacios naturales degradados, el manejo sustentable de los recursos naturales y los requisitos que deban cumplir las actividades públicas y privadas que puedan afectar al medio ambiente.

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. El literal u) del mencionado artículo establece que se deben 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 se encargará de su seguimiento ambiental, directamente o por delegación a firmas auditoras calificadas para el efecto.

La Subsecretaría de Protección Ambiental, del Ministerio de Energía y Minas, es un organismo descentralizado de control para el sector hidrocarburífero y según lo que dispone el Reglamento Sustitutivo para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (DE 1215, 13 febrero de 2001) a través de la Dirección Nacional para la Protección Ambiental, tiene la función de controlar, fiscalizar y auditar la gestión ambiental de las actividades hidrocarburíferas ejecutadas por los sujetos de control (PETROECUADOR, sus Filiales y sus contratistas, así como a las empresas nacionales ó extranjeras legalmente establecidas en el país) y para cumplir con esta función, tiene el compromiso de realizar evaluaciones, aprobación y seguimiento de los estudios ambientales y de verificar que se cumpla con las disposiciones y

recomendaciones respectivas; por tal razón está empeñada en sistematizar y documentar los requerimientos establecidos en el Reglamento referido, de tal manera que, mediante un plan de acción bianual, constituir una herramienta útil que haga más eficiente el cumplimiento de los compromisos legales y reglamentarios por parte de la empresa estatal y sus Filiales.

Con este propósito, contrató una Consultoría Ambiental para poder cumplir con el requerimiento, siendo el objetivo de la consultoría, entre otros, el de presentar dos reportes que reflejen la información obtenida sobre las actividades que ejecuta el Sistema PETROECUADOR, los no cumplimientos de las disposiciones ambientales reglamentarias y los procesos y metodologías emitidos por la SPA y la DINAPA por parte del Sistema PETROECUADOR y, finalmente, un plan de acción bianual, presentado previamente en un taller, para su ratificación, para el cumplimiento de los compromisos ambientales por parte del Sistema PETROECUADOR y seguimiento y control por parte de la SPA y la DINAPA.

Luego del análisis técnico respectivo al Reporte Final de la Consultoría, ésta Subsecretaría determinó que el informe final no cumplía con los objetivos que motivaron su contratación.

Por su parte, la Subsecretaría de Protección Ambiental identifica luego la necesidad de contar con un estudio, específicamente para complementar, implementar y analizar los resultados de la consultoría e incorporar dicha información adecuadamente a la base de datos de la DINAPA, los cuales contengan detalladamente los productos esperados y que constituyan en consecuencia la base de una propuesta de un Plan Bianual de seguimiento a la Gestión Ambiental y su fortalecimiento en Petroecuador y sus Filiales.

## **JUSTIFICACIÓN**

La necesidad de una sistematización y análisis de la información ambiental, estudios y consultorías de Petroecuador dentro de las disposiciones reglamentarias que norman la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas (Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto Ejecutivo 1215), y a la necesidad de contar de un instrumento que ayude a disponer de un fácil acceso, manejo y comprensión de la información, la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) ha identificado la necesidad de complementar implementar y validar los resultados de la consultoría “La sistematización de la información ambiental del sistema Petroecuador” e incorporar dicha información adecuadamente en la base de datos de La Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA).

Esta sistematización y análisis constituyen en consecuencia la base para una propuesta de un Plan Bianual de seguimiento a la Gestión Ambiental y su fortalecimiento en Petroecuador y sus filiales, requiriendo planteamientos estratégicos y metodológicos acordes a la realidad institucional y socioeconómica de Petroecuador y del País que se convertirán en una base importante para el control y seguimiento ambiental por parte del Ministerio de Energía y Minas.

Los Estudios Ambientales son requeridos previo al desarrollo de cada una de las fases de la actividad hidrocarburífera de un determinado proyecto, y 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.

Estos contienen la información básica sobre las características biofísicas, socioeconómicas y culturales del área adjudicada así como del terreno o territorio calificado para cada una de las áreas, campos y pozos operados por Petroproducción, 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. Estudios

complementarios, Alcances o Adendums al mismo, de manera que den agilidad a los procedimientos de análisis, evaluación, aprobación y seguimiento.

Para la realización de los Estudios Ambientales deben utilizarse tecnologías y metodologías aceptadas en la industria petrolera, compatible con la protección del Medio Ambiente, y se efectuará conforme a las guías establecidas en la Reglamentación Vigente para estas actividades.

## **OBJETIVO GENERAL**

Analizar el cumplimiento a la Normativa Ambiental vigente para las actividades hidrocarburíferas realizadas por Petroecuador y sus filiales desde el año 1996, a marzo de 2004.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Revisar la información ambiental que reposa en la DINAPA, sobre las actividades Hidrocarburíferas que realiza Petroecuador y sus filiales.
2. Evaluar la información ambiental revisada y complementada, tomando como referencia la Reglamentación Ambiental vigente.
3. Ingresar la información a la base de datos de la DINAPA, de tal manera que se constituya en un instrumento que permita realizar un control y seguimiento de las actividades hidrocarburíferas.
4. Analizar los Pasivos Ambientales identificados en los Estudios realizados para las áreas petroleras operadas por Petroproducción, con la finalidad que se disponga de un marco de referencia que permita conocer la situación ambiental actual.
5. Determinar el grado de cumplimiento a la Normativa Ambiental vigente (RS-RAOHE, Ley de Gestión Ambiental, Ley de Hidrocarburos, Ley de Patrimonio Cultural, Legislación Ambiental Secundaria, entre otros.), por parte del Sistema Petroecuador en sus actividades y/o proyectos realizados.
6. Proponer Planes de Acción como parte del Control y Seguimiento Ambiental, complementando estos con planteamientos estratégicos y operativos de gestión, específicamente en lo que se refiere a Estudios de Impacto, Planes de Manejo, Auditorías Ambientales, etc.

## **HIPÓTESIS**

Petroecuador y sus filiales no cumplen en su totalidad con la Normativa Ambiental vigente en el Ecuador para las actividades hidrocarburíferas; reguladas a partir de febrero de 2001 por el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215).

# *CAPITULO 1*

## 1. MARCO TEÓRICO

### 1.1 GENERALIDADES

La industria petrolera ecuatoriana ha experimentado un desarrollo acelerado en el país que como consecuencia ha traído diversas satisfacciones económicas que han beneficiado al Estado, a diferentes empresas y a la población donde se asienta esta actividad. Sin embargo, la expansión y desarrollo de esta industria como de otras generan problemas al medio ambiente, derivados de contingencias ambientales, en algunos casos con repercusiones para la población asentada en la zona de influencia y al equilibrio ecológico de los ecosistemas.

El inadecuado mantenimiento o la falta de éste en las instalaciones petroleras generan en gran medida muchos de los problemas ambientales que caracterizan a la actividad petrolera; las roturas (contingencias) de oleoductos (SOTE, OTA y oleoductos secundarios), de líneas de flujo, fugas en líneas de conducción, los derrames de desechos en la infraestructura de los almacenes de residuos peligrosos, el desfogue de gases excedentes, las explosiones en instalaciones de alto riesgo y el abandono de materiales y residuos peligrosos, se incluyen entre las situaciones que provocan deterioro ambiental. La Constitución de la República del Ecuador en su artículo 89 promueve al sector público y privado el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes.<sup>1</sup>

A fin de cumplir con el compromiso del Gobierno, referente a la aplicación de la legislación ambiental a la industria, particularmente El Ministerio de Energía y Minas, La Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) y la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) viene desarrollando un intenso programa de vigilancia del cumplimiento de la normatividad a través de dos líneas fundamentales:

- *El programa de Auditoría Ambiental, y*
- *La verificación del cumplimiento de las Normas y Reglamentos vigentes para las actividades Hidrocarburíferas.*

La revisión del Programa de Auditoría Ambiental de las instalaciones de Petroecuador y sus filiales, tiene el fin de evaluar, controlar y disminuir el riesgo e impacto ambiental

---

<sup>1</sup> REPUBLICA DEL ECUADOR; Constitución Política de La República del Ecuador. Índice sistemático y Control Constitucional. Cuarta edición. Editorial GAB, EDIMPRES S.A. Quito-Ecuador, julio de 2003

derivado de la operación de la industria petrolera; sin embargo, dichas instalaciones también han sido objeto de inspección y verificación del cumplimiento de las normativas, en particular en casos de denuncias o en la existencia de fugas o derrames.

## **1.2 El Sistema PETROECUADOR**

El 23 de junio de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana-CEPE, como una entidad encargada de desarrollar actividades que le asignó la Ley de Hidrocarburos y, además, explorar, industrializar y comercializar otros productos necesarios para la actividad petrolera y petroquímica, así como las sustancias asociadas, con el fin de alcanzar la máxima utilización de los hidrocarburos, que son bienes de dominio público, para el desarrollo general del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos formulada por la Función Ejecutiva.

La empresa petrolera estatal se estructura unas semanas antes de que se inicie la explotación del crudo de la Amazonía.

El 17 de agosto de 1972 se realizó la primera exportación de crudo de 308.283 barriles vendidos a USD 2.34 por barril, por el Puerto de Balao, en Esmeraldas, parte constitutiva del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

El crecimiento de las operaciones petroleras generó la necesidad de darle autonomía y capacidad de gestión, que conllevó la transformación legal y organizacional, dando como resultado la actual estructura empresarial conocida como PETROECUADOR. Nace en 1989 de la transformación empresarial de CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana) con el siguiente objetivo:

"Óptima utilización de los hidrocarburos, que pertenecen al patrimonio inalienable e intangible del Estado, para el desarrollo económico y social del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos establecida por el Presidente de la República", incluyendo la investigación científica y la generación y transferencia de tecnología (PETROECUADOR, 2003).

### **1.2.1 Estructura**

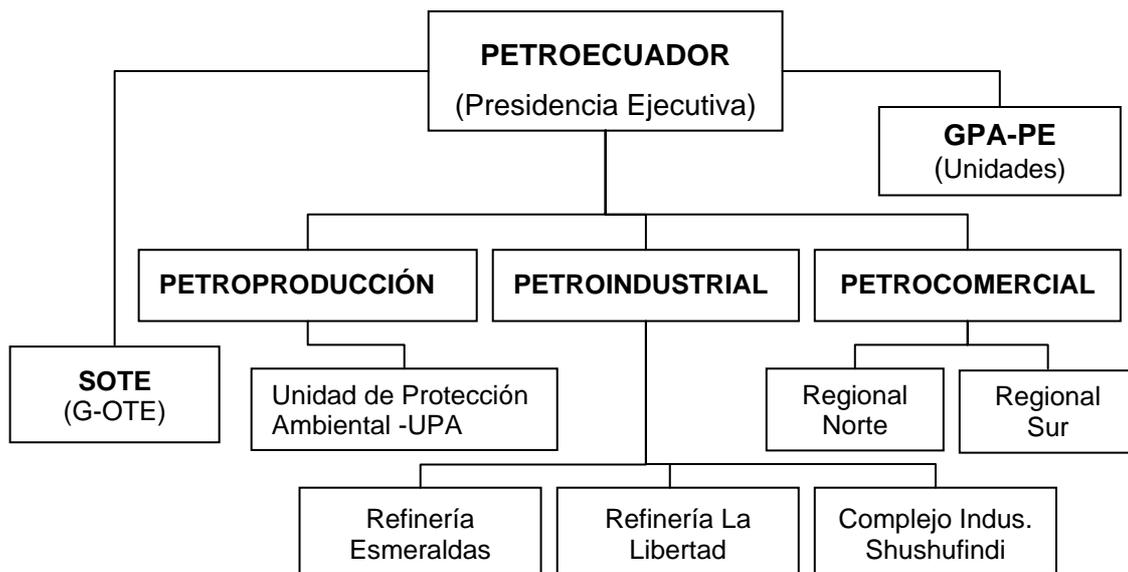
PETROECUADOR es la matriz ejecutiva de un grupo formado por tres empresas filiales, especializadas en exploración y explotación; industrialización; comercialización y transporte de hidrocarburos.

Las empresas filiales son:

PETROPRODUCCION encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos.

PETROINDUSTRIAL cuyo objetivo es efectuar los procesos de refinación.

PETROCOMERCIAL dedicada al transporte y comercialización de los productos refinados, para el mercado interno.



**Figura No. 1. Organigrama estructural generalizado de Petroecuador.**

### 1.2.1.1 PETROPRODUCCIÓN

PETROPRODUCCION es la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador, encargada de explotar las cuencas sedimentarias del país. Opera los campos hidrocarburíferos asignados a PETROECUADOR y transporta el petróleo y gas hasta centros de almacenamiento, donde las otras filiales se hacen cargo.

Petroproducción cuenta con infraestructura operativa y de investigación, explota recursos estratégicos, tiene volúmenes importantes de reservas de hidrocarburos, mantiene costos competitivos de producción y posee la mayor información técnica, geológica-petrolera del país.

#### **1.2.1.1.1 Los objetivos de Petroproducción**

Petroecuador en su página Web publica que la Filial en sus actividades tiene por objetivos los siguientes:

1. Mantener la producción de crudo en las metas establecidas dentro del presupuesto general del Estado.
2. Desarrollar nuevos campos de producción para incrementar las reservas hidrocarburíferas y elevar los niveles de producción.

#### **1.2.1.1.2 Exploración y Producción**

Petroproducción, tiene como misión explotar las cuencas sedimentarias, operar los campos hidrocarburíferos asignados a PETROECUADOR y transportar el petróleo y gas hasta los centros principales de almacenamiento.

Entre 1965 y 1998, ha registrado alrededor de 41.500 kilómetros de líneas sísmicas en el Litoral y la Amazonía y ha perforado 62 pozos exploratorios, 46 de los cuales corresponden a la Región Amazónica.

En sus áreas de operación, perforó 765 pozos de avanzada y desarrollo, cuyo aporte representa alrededor del 70 por ciento de la producción total del país.

A septiembre de 1999 se encuentran en producción 425 pozos. De este total, producen por flujo natural 23 pozos; por bombeo hidráulico 228 pozos; por bombeo mecánico 9 pozos; por el sistema de gas lift 50 pozos y 115 pozos mediante sistema eléctrico sumergible.

En la actualidad tiene una tasa de producción de 250 mil barriles diarios de petróleo. Opera 44 campos petroleros de la Amazonía dentro de sus cinco áreas: Auca, Libertador, Lago Agrio, Sacha y Shushufindi. Se encuentran en producción 425 pozos de los que se extrae el crudo, (PETROPRODUCCION, 2003)

#### **1.2.1.1.3 Medio Ambiente**

Petroproducción cuenta con una unidad ambiental dentro de su organización, desde comienzos de los 90', la misma que realiza la gestión ambiental de esta Filial independiente de la Gerencia de Protección Ambiental.

La seguridad, el respeto a la naturaleza, la integración con las comunidades indígenas y de colonos, así como la conservación ambiental son los fundamentos de la actividad

de la filial, conforme a las políticas de medio ambiente y seguridad industrial que fueron promulgadas por primera vez en julio de 1999.

A través de 38 equipos de bombeo, 9 sistemas cerrados, 20 pozos inyectoros distribuidos en la región amazónica y con una inversión superior a los 25 millones de dólares, Petroproducción reinyectó un total de 174'379.231 barriles de agua de formación en los propios yacimientos desde donde explota el petróleo, con el afán de proteger los entornos socio ambientales de las zonas en las que desarrolla su operación; en una primera etapa, el programa cubre las provincias de Sucumbíos y Napo.

### **1.2.1.2 PETROINDUSTRIAL**

PETROINDUSTRIAL es la filial de PETROECUADOR encargada de transformar los hidrocarburos mediante procesos de refinación para producir derivados que satisfagan la demanda interna.

Su misión se enmarca en el cumplimiento de las normas nacionales e internacionales para la producción de las refinerías bajo estrictos controles de calidad y dentro de los estándares internacionales a fin de garantizar las exigencias del consumidor y proteger el ambiente, (PETROINDUSTRIAL, 2003).

#### **1.2.1.2.1 Los objetivos de Petroindustrial**

Petroindustrial desde sus inicios como se indica en su página Web, se propuso cumplir con los siguientes objetivos:

1. Industrializar los hidrocarburos, con la mayor eficiencia empresarial, previniendo la contaminación ambiental.
2. Abastecer la demanda interna de combustibles necesarios para el desarrollo del país.

#### **1.2.1.2.2 Centros de industrialización**

##### **Refinería Estatal Esmeraldas. (REE)**

Esta situada en la provincia de Esmeraldas, en el sector noroccidental del país, a 3,8 Km. de distancia del Océano Pacífico.

La REE fue diseñada y construida entre 1975 y 1977 para procesar 55.000 barriles por día (BPD). Su primera ampliación, a 90.000 BPD se produjo en 1987. En 1997 se inició su ampliación a 110.000 BPD, adaptándose para procesar crudos más pesados y de menor calidad e incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.

### **Refinería La Libertad (RLL)**

El 30 de noviembre de 1989 se revertieron al Estado Ecuatoriano las instalaciones de la refinería Anglo Ecuatorian Oilfields Ltda. y en agosto de 1990 las de la refinería Repetrol (ex Gulf), al concluir los contratos de operación con estas compañías. Las instalaciones están ubicadas en la península de Santa Elena.

Su capacidad de producción diaria es de 45.000 barriles.

Esta refinería está equipada con tres unidades de destilación primaria:

- Planta Parsons con capacidad de 26.000 BPD
- Planta Universal con capacidad de 10.000 BPD
- Planta Cautivo con capacidad de 9.000 BPD

### **Complejo Industrial Shushufindi (CIS)**

En Shushufindi, provincia de Sucumbíos, en la región Oriental del país, se encuentra el principal centro de industrialización de petróleo de esta región. Se obtienen los siguientes derivados: GLP, gasolina, Kerosene, jet fuel, y residuo. Está formado por:

- Refinería Amazonas
- Planta de Gas de Shushufindi

### **Medio Ambiente**

Petroindustrial cuenta con una pequeña Unidad Ambiental desde hace cinco años pero que su Gestión Ambiental lo realizan a través de la Gerencia de Protección Ambiental.

#### **1.2.1.3 PETROCOMERCIAL**

El 29 de enero de 1995 Petrocomercial, fue calificada, por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, como COMERCIALIZADORA para satisfacer la demanda de los derivados del petróleo en todos y cada uno de los segmentos de mercado.

La comercializadora ofrece 3 tipos de derivados del petróleo, los básicos o consumo masivo, los especiales y residuos; para el abastecimiento del mercado propio y

potencial. Además cuenta con una extensa red de distribución de las cuales tres Estaciones de Servicio son propias, ubicadas, una en la Ciudad de Quito Provincia de Pichincha y dos en la Provincia Insular de Galápagos.

Cuenta con más de 70 estaciones de servicio, que mantienen contratos de comercialización en 14 provincias a nivel nacional con Petrocomercial, (PETROCOMERCIAL, 2003).

#### **1.2.1.3.1 Infraestructura**

PETROCOMERCIAL dispone de la siguiente infraestructura:

- Una red de poliductos de aproximadamente 1.300 Km. de extensión, que une las provincias del Oriente, la Costa y la Sierra del país.
- Tiene una capacidad de almacenamiento de 2'681.441 barriles en las cuatros regiones naturales del país y,
- Transporta un promedio de 86.300 barriles de combustibles, por día.

Transporta, almacena y comercializa gasolinas, diesel, fuel oil, jet fuel, asfaltos y GLP. Dispone de una red de comercialización de combustibles en todo el territorio nacional y como comercializadora participa con clientes asociados, (PETROCOMERCIAL, 2003).

#### **1.2.1.3.2 Medio Ambiente**

Petrocomercial dentro de su estructura no cuenta con una unidad ambiental, realiza su gestión a través de la GPA. Cuenta con prácticas integrales de gestión, ha acogido normas internacionales tales como: ISO 14001 para ambiente, ISO 9001 para calidad y OSHA 18001 para salud y seguridad; al momento se cuenta con un programa de desarrollo e implantación de las normas antes mencionadas en los terminales y depósitos de la filial.

Los planes de emergencia y contingencia creados por la Unidad de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, han sido probados en las diferentes instalaciones con el fin de lograr efectividad al momento de la ocurrencia del siniestro.

En lo que concierne al desarrollo comunitario se coordina desde la Unidad de Protección Ambiental y la Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, el presupuesto anual para este tipo de desastres y los planes de salud ambiental para las comunidades que viven cerca de las instalaciones petroleras.

## **1.2.2 La Gerencia de Protección Ambiental-Petroecuador**

Petroecuador creó, en diciembre del 2000 la Gerencia de Protección Ambiental (GPA), para tener una instancia de planificación y ejecución de políticas tendientes a conservar el equilibrio ecológico y social de la variedad de ecosistemas que por la influencia de la actividad hidrocarburífera, pueden ser afectados, alterando tanto la vida animal y vegetal, cuanto la convivencia armónica de los seres humanos en la relación cultura - espacio vital.

La GPA trabaja en las zonas con infraestructura petrolera, extractiva, de transporte, refinación y de comercialización, como son las provincias amazónicas de Napo, Sucumbíos, Francisco de Orellana, Pastaza, Pichincha, al noroccidente del país en Esmeraldas. En menor medida, pero de igual importancia en las provincias de Guayas, Manabí, Pichincha Tungurahua, Azuay, Loja y Galápagos que disponen de centros de acopio, almacenamiento de combustibles y líneas de poliductos para el transporte de derivados.

### **1.2.2.1 Los Objetivos de la GPA-PE:**

Los objetivos que cumple la Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador dentro de las actividades hidrocarburíferas, entre otras son:

1. Formular políticas ambientales y de relación comunitaria para optimizar la gestión ambiental de Petroecuador en las áreas de influencia hidrocarburífera.
2. Diseñar un sistema de información sociocultural y ambiental para preservar los ecosistemas, con respeto a las formas de vida de los diferentes pueblos.
3. Ejecutar proyectos de remediación y prevención ambientales.
4. Manejar los conflictos socio-ambientales, a través de metodologías apropiadas y procesos de participación social.

### **1.2.2.2 Unidades de la GPA-PE**

La Gerencia de Protección Ambiente, realiza sus labores a través de cuatro unidades administrativo-operativas:

**a) Unidad Técnica:**

Esta unidad desarrolla proyectos para el control y prevención de la contaminación ambiental en el sistema Petroecuador.

**b) Unidad Socio-cultural:**

Los proyectos específicos son desarrollados por esta unidad conjuntamente con los sectores sociales de las áreas de influencia hidrocarburífera. A través de la implementación de programas sociales, busca la aplicación efectiva de su política de responsabilidad social dirigida a mejorar las condiciones de vida de las poblaciones

**c) Unidad de Monitoreo:**

Esta unidad coordina acciones concretas para el monitoreo ambiental en las distintas filiales de Petroecuador, con el propósito de determinar acciones preventivas y/o correctivas en cuanto a su gestión ambiental.

**d) Unidad de Coordinación General:**

Realiza un conjunto de actividades administrativo-operativas de la Gerencia de Protección Ambiental, realiza además proyectos especiales de Planificación, Investigación, Comunicación y Revalorización cultural, (PETROECUADOR, 2003).

### **1.2.3 Políticas Ambientales Corporativas de Petroecuador**

La última reforma constitucional del Ecuador (1998) introdujo principios ambientales y sociales universales, a partir de los cuales, la sociedad ecuatoriana está comprometida y obligada tanto a la conservación y preservación de los recursos naturales como a conseguir el desarrollo equilibrado y sustentable del país, al suscribir, como deberes primordiales del Estado, preceptos como:

- Defender el patrimonio natural y cultural del país y proteger el ambiente.
- Fomentar el crecimiento sustentable de la economía, y el desarrollo equitativo de su población.

Estos principios constitucionales se complementan con: 1) la Legislación Ambiental vigente (Ley de Gestión Ambiental, Reglamento Sustitutivo para las Operaciones Hidrocarburíferas -DE 1215-, etc.), constituyendo un marco regulatorio y obligatorio para las instituciones públicas y privadas que realizan actividades en el sector petrolero. 2) los tratados internacionales, suscritos por el Ecuador (que se convierten

en obligatorios) en especial, el Acuerdo 169 de la Organización Internacional del Trabajo, OIT, sobre los derechos colectivos de los pueblos indígenas.

La Gerencia de Protección Ambiental en la política corporativa contempla ciertos lineamientos:

- En el **ámbito cultural**, el de fomentar las actividades de investigación socio-ambiental así como apoyo a las diversas manifestaciones culturales de los pueblos y comunidades de las áreas de influencia.
- En el **ámbito ambiental**, el aplicar los sistemas de gestión ambiental, acordes con estándares internacionales, como las normas ISO 14000, incorporando en la operación petrolera tecnologías limpias, con procedimientos administrativos y operativos.

Es necesario mencionar que la Empresa estatal dentro de sus fines y como parte de una obligación constitucional persigue,

- Ser actor protagónico en la solución de problemas sociales, promoviendo la inversión social para disminuir la inequidad y pobreza de las poblaciones directamente involucradas.
- Insertar sus actividades socio-ambientales dentro de un marco de alianzas estratégicas de descentralización, desconcentración y transferencia de responsabilidades desde los entes centrales del Estado hacia los gobiernos seccionales.
- Y, construir de una sociedad más justa a partir de la distribución equitativa de la riqueza y de la utilización de los recursos naturales, humanos y técnicos, permitirá mejorar la calidad de vida de las poblaciones.

Dentro de sus responsabilidades se menciona además el desempeño eficiente en la protección ambiental y las relaciones comunitarias como parte del compromiso de todos los trabajadores, funcionarios y directivos de Petroecuador, (Gerencia de Protección Ambiental - PETROECUADOR, 2003).

#### **1.2.4 Proyectos Ambientales**

Las distintas Administraciones de Petroecuador de los últimos años en su afán de cumplir con la normativa nacional e internacional de control y preservación del Medio Ambiente mantiene estrechos vínculos con distintos organismos del País y de otros

Países, esto permite a la empresa establecer estrategias y esquemas de control más eficientes. Petroecuador en sus diferentes boletines publica con frecuencia los diferentes proyectos a ser ejecutados con el fin de cumplir su compromiso y Sistema de Gestión Ambiental.

### **1.3 IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES**

En lo que se refiere a la industria petrolera, el manejo inadecuado de materiales y residuos peligrosos, la operación de instalaciones de alto riesgo sin las medidas necesarias de prevención de accidentes y riesgo ambiental, la falta de control y monitoreo sistemático de fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos, la incineración a cielo abierto de excedentes de pruebas de productividad de pozos, seguridad y mantenimiento de líneas (oleoductos), el impacto ambiental provocado por diversos tipos de obras, la contaminación del agua y suelo por fugas y derrames de hidrocarburos en oleoductos (líneas de flujo) y los daños a bienes materiales, y a la calidad del agua en lagunas y de litoral por arribo de hidrocarburos, son los problemas ambientales más importantes que aún vienen generando la industria petrolera.<sup>2</sup>

Los principales Impactos Ambientales que se generan dentro de cada una de las fases de operación petrolera se resumen a continuación:

#### **1.3.1 Fase PROSPECCIÓN GEOLÓGICA**

Los caminos hacia las áreas no desarrollarlas pueden causar la alteración de la superficie, ruido del tráfico y mayor acceso. La exploración sísmica incluye el ruido y la molestia proveniente de las cargas explosivas, sea en los pozos poco profundos, o en la superficie de la tierra. Los pozos exploratorios o para pruebas geológicas, implican la profunda alteración de la superficie, en el sitio del pozo, los caminos de acceso, el campo de aviación, el ruido del tráfico de los camiones o aviones, construcción y operación, emisiones atmosféricas del tráfico, etc.<sup>3</sup>

Los impactos que se generan en esta fase de operación son:

- Al aire, Emisiones provenientes de generadores de energía eléctrica, motores (fuetes móviles), uso de hidrocarburos para el mantenimiento de maquinaria, etc.

---

<sup>2</sup> ARTEMIO ROQUE ÁLVAREZ, Dirección Nacional de inspección de fuentes de Contaminación, Petróleos Mexicanos, PEMEX, 2002.

- Al suelo, Cambio de las características físicas del suelo (ablandamiento por explosiones, grietas), descarga de desechos sólidos, descarga de aguas residuales, etc.
- Al agua, presencia de desechos, descarga de aguas negras, grises e industriales, derrame de hidrocarburos y otros.

En esta fase el uso de mano de obra local genera impactos positivos (impactos socio-económicos) así como, una distribución de los recursos en la población asentada en la zona en que se realizan estas actividades.

Se generan además impactos indirectos en la población entre ellos el cambio socio-cultural.

### **1.3.2 Fase PERFORACION**

En las operaciones de perforación, y la descarga de los fluidos de perforación, que son contaminados por los aditivos del lodo, el agua de la formación y el petróleo, ruido. Los caminos de acceso, las operaciones sísmicas y los pozos exploratorios tienen el potencial para causar deterioro en los recursos culturales y los ecosistemas frágiles, y pueden afectar, negativamente, a las comunidades nativas, si su ubicación y diseño no son adecuados. Si estas actividades se planifican, se diseñan y se realizan, correctamente, los impactos deben ser temporales.<sup>3</sup>

- En esta fase los impactos al aire son: emanación de gases de combustión de fuentes fijas y móviles, emanación de gases de productos químicos utilizados en esta fase, y generación de olores extraños al medio.
- Al suelo, la descarga de lodos y ripios de perforación (contienen aditivos químicos), cambios en el uso del suelo, el vertido de aguas contaminadas, aguas utilizadas para los diferentes tratamientos químicos, y desechos, sólidos en general.
- Al agua, descargas de aguas negras y grises provenientes de los campamentos, descarga de aguas industriales, y de residuos sólidos y otros agentes.

Pueden ser afectados positiva y negativamente las comunidades y/o poblaciones asentadas en la zona. Se generan también impactos positivos (generalmente socio-económicos, como la generación de empleo para personal comunitario y la distribución de recursos en la zona. Nuevamente en esta etapa se generan impactos indirectos en

---

<sup>3</sup> WORLD BANK; Libros de Consulta para Evaluación Ambiental, Volúmenes: I, II, y III, Guías para la Evaluación Ambiental de Proyectos de Energía e Industriales, Departamento Ambiental, Banco Mundial, Documento Técnico del Banco Mundial 154, Washington, D.C. 1996.

la población de la zona de influencia entre ellos el cambio socio-cultural, y en el medio ambiente.

### **1.3.3 En la fase DESARROLLO y PRODUCCION**

La producción del petróleo y el gas requiere múltiples actividades industriales en el sitio durante la vida del yacimiento. La construcción de las plataformas, los caminos de acceso, el (los) campo(s) de aviación, los oleoductos de recolección y transporte y las instalaciones auxiliares de apoyo causarán mucha alteración de la superficie, tráfico de construcción, ruido y emisiones atmosféricas y una afluencia de trabajadores de construcción. La producción de los campos pequeños y la producción inicial de los grandes, puede ser llevada a las refinerías por camión, aumentando el tráfico, los accidentes y los derrames de petróleo. En las áreas remotas, se requerirán instalaciones para el personal permanente de operación y mantenimiento. Las operaciones de la producción limitan los otros usos de la tierra en el área. Habrá ruido y emisiones atmosféricas permanentes, como resultado de la operación de los equipos, la descarga de las aguas producidas tratadas y los derrames de petróleo. Puede haber contaminación atmosférica á causa de la quema de los gases indeseables, las descargas del gas sulfuroso (sulfuro de hidrógeno), y la quema de los pozos de desechos de petróleo.<sup>3</sup>

No se pueden descartar los accidentes potenciales que pueden ocurrir, incluyen las contingencias en el pozo, la liberación incontrolada de petróleo y/o gas, y posiblemente un incendio (con los productos de la combustión) en la refinería o la planta de procesamiento de gas.<sup>4</sup>

En esta fase los principales impactos se pueden resumir en lo siguiente:

- Al aire, emisiones de gases de combustión, emanación de hidrocarburos de las piscinas a cielo abierto, uso de agentes químicos volátiles, etc.
- Al suelo, remoción de vegetación en los DDV para construcción de ductos, perturbación física, cambios en el uso del suelo, presencia de desechos sólidos en general, derrames de hidrocarburos, y otros químicos, etc.
- Al agua, descargas de aguas domésticas (negras y grises), descargas de aguas industriales sin tratamiento, presencia de hidrocarburos, desechos sólidos, etc.

---

<sup>4</sup> WORLD BANK; Libro de Fuentes de Evaluación Ambiental, Volumen III, Guías para la Evaluación Ambiental de Proyectos de Energía e Industriales, Departamento Ambiental, Banco Mundial, Documento Técnico del Banco Mundial 154, Washington, D.C. 1994.

Los sistemas socio-económicos debido a las nuevas oportunidades del empleo, los diferenciales del ingreso, las diferencias en por el ingreso de la cápita, y cuando los miembros diferentes de grupos locales se benefician irregularmente de los cambios inducidos. En esta etapa genera fuentes de trabajo (impactos positivos generalmente socio-económicos), y recursos a la población donde se realizan estas actividades. Como en los casos anteriores existen impactos indirectos ocasionados por estas actividades.<sup>5</sup>

#### **1.3.4 En la fase de INDUSTRIALIZACIÓN**

En esta fase se generan algunos impactos potenciales principalmente en emisiones atmosféricas y descargas no controladas hacia el entorno. El inadecuado mantenimiento o la falta de éste en las instalaciones de refinación en gran medida provocan muchos de los problemas ambientales que caracterizan a esta actividad petrolera; las fugas en líneas de conducción, los derrames internos, presencia de desechos en la infraestructura, los almacenes de residuos, el desfogue de gases excedentes, contingencias en instalaciones de alto riesgo y el abandono de materiales y residuos peligrosos, se incluyen entre las situaciones que provocan cierto deterioro ambiental. Estos y otros impactos dentro de esta fase se describen a continuación:<sup>2</sup>

- Al aire, emisiones provenientes de las fuentes de combustión, desfogue de gases excedentes, emisión de hidrocarburos volátiles, desde la piscinas o tanques de almacenamiento de cielo abierto, vapor de agua, de intercambiadores, polvos y partículas sólidas muy finas (material particulado, PM<sub>10</sub>, y otros).
- Al suelo, derrame de hidrocarburos, construcción de piscinas para almacenamiento de residuales hidrocarburíferos, diferentes residuos sólidos, chatarra, derrames de químicos utilizados y la presencia de otros agentes extraños.
- Al agua, como en los casos anteriores, descargas de aguas negras y grises, aguas sin tratar de laboratorios, descargas de aguas industriales (aguas de refrigeración) sin tratamiento, derrames de hidrocarburos, desechos sólidos, difusión de residuos de hidrocarburos, metales pesados, etc.

---

<sup>5</sup> Environmental Management in oil and gas exploration and production, An overview of issues and management approaches, Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication, 1997, <http://www.unepie.org>

En esta etapa genera entre otros: fuentes de trabajo (impactos positivos), y recursos a la población donde se realizan estas actividades, presencia de vías en buenas condiciones, y un incremento en el movimiento económico en donde está asentada la industria.

### **1.3.5 ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE y COMERCIALIZACIÓN de los derivados hidrocarburíferos**

Es esta fase de la actividad hidrocarburífera, la presencia de las instalaciones de alto riesgo dentro de centros urbanos (Terminales de productos limpios, GLP, fuel oil, centros de distribución, Estaciones de Servicio, centros de distribución de combustible artesanal, etc.) provocan resistencia en la población de la zona, estas actividades generan impactos que se describen a continuación, entre los más importantes;

- Al aire, gases de combustión de fuentes fijas y móviles (debe incluirse a las emisiones de los motores de combustión interna, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, etc.), emanación de hidrocarburos volátiles, solventes, etc.
- Al suelo, desechos sólidos en general (se incluye a los desechos generados por las actividades humanas dentro de las instalaciones, que no son recogidos por las empresas del servicio de recolección de desechos urbanos), derrame de hidrocarburos, aceites degradados, aguas contaminadas, disposición inadecuada de lodos de las trampas de grasas y otros agentes químicos utilizados.
- Al Agua, el impacto más importantes es la presencia de derivados hidrocarburíferos en pequeñas cantidades, en algunos casos las instalaciones vierten sus aguas contaminadas con hidrocarburos (derivados hidrocarburíferos) y tensoactivos, al sistema de alcantarillado de las ciudades donde están asentados o al océano cuando se encuentran ubicados cerca de las playas.

Las diferentes actividades humanas, han sido beneficiados (impactos directos e indirectos positivos) por las actividades hidrocarburíferas y el uso de combustibles fósiles y siguen generando varios beneficios sociales y económicos para el desarrollo del país.

#### 1.4 PASIVOS AMBIENTALES.

El pasivo ambiental es el conjunto de los daños ambientales, en términos de contaminación del agua, del suelo, del aire, del deterioro de los recursos y de los ecosistemas, producidos por una empresa, durante su funcionamiento ordinario o por accidentes imprevistos.<sup>6</sup>

En la **tabla No. 1** se describen algunas definiciones Internacionales sobre Pasivos Ambientales, en base a varios criterios y elementos comunes.

Los pasivos pueden generarse por deficiencias en la gestión ambiental, por cambios en la normativa o efectos ambientales acumulados, igualmente por riesgos que potencialmente pueden ocasionar daños futuros al medio, Existen grandes diferencias en los planteamientos en cuanto a la asignación de la responsabilidades del pasivo y el cubrimiento de costos, en algunos documentos se hace alusión a la responsabilidad derivada de “El que contamina paga”, en cuyo caso la responsabilidad es del generador del pasivo. En otros casos se establece la responsabilidad conjunta entre el generador del pasivo y el estado.

El cálculo monetario del pasivo ambiental o, lo que es lo mismo, la valoración monetaria de los daños ambientales, es muy discutible y arbitraria por dos razones.

Primero, porque los ecosistemas y su interacción con la sociedad humana se caracterizan por un alto nivel de complejidad y una incertidumbre alta, y los seres humanos son muy difíciles de predecir. Pero lo que queda claro es que estas interacciones pueden alterar notablemente el equilibrio del ecosistema y conducir a cambios irreversibles en las pautas de desarrollo.<sup>7</sup>

El criterio de que los Pasivos Ambientales vinculados con la actividad petrolera aparecen en cuanto causan pérdidas de otros bienes y servicios que proporciona el capital natural del área, por lo mismo se considera que Activos (facilidades petroleras) y Pasivos (daños/pérdidas ambientales) son las dos caras del mismo negocio petrolero y, por lo mismo ambas tienen el mismo nivel de interés y rigor contable, para realizar una gestión ambiental y de producción exitosa.

---

<sup>6</sup> Colectivo para la difusión de la Deuda Ecológica. ODG. Julio de 2002. [www.observatoriodeuda.org](http://www.observatoriodeuda.org)

<sup>7</sup> Chavas J., 2000, Ecosystem valuation under uncertainty & irreversibility, en Ecosystems, 3, 11-15

**Tabla No. 1** Análisis de definiciones Internacionales sobre Pasivos Ambientales.

Entidad	Definición	Ambiental (físico, biótico, social)	Criterios Económicos	Legal	Metodologías de identificación y valoración mencionadas	Observaciones
<b>CONAMA CHILE</b>	El pasivo ambiental ende origen Antrópico. Corresponde a lon impactos negativos acumulados por largo tiempo y afectan le calidad de vida de las personas.	Por malas prácticas ambientales, los impactos son recurrentes y pueden ser irreversibles, Residuos sólidos, líquidos y gaseosos, destrucción de hábitats, sobre explotación de recursos, deficiencias en Infraestructura, deterioro del suelo y falta de áreas para recreación.	La responsabilidad y el costo son de quien genera el pasivo, cuando este es insolvente o no tiene obligación legal (derivado de una norma?) El Estado asume la responsabilidad,	La responsabilidad es del generador del pasivo, se sugiere que se debe resolver desde una perspectiva de sociedad, antes que individual, aún cuando sus orígenes pueden ser imputables a individuos particulares.	Se deben establecer definiciones explícitas de aceptación del nivel de resolución de un problema. Se recomiendan lon siguientes pasos; identificación, diagnóstico, priorización y formulación de planes de recuperación.	Se acepta la responsabilidad frente a generaciones futuras y que la identificación del culpable no necesariamente lleva la solución del problema. CONAMA ve los pasivos desde un punto de vista regional y plantea la creación de un fondo Estatal para atenderlos.
<b>EPA-USA</b>	ES la obligación legal de realizar un gasto en el futuro por actividades realizadas en el presente o el pasado, sobre la manufactura, uso, lanzamiento, o amenazas de lanzar, sustancias particulares o actividades que afectan el medio ambiente de manera adversa (1996).	Se especifica la existencia de un daño ambiental o afectación adversa, el término ambiental presupone que hace referencia a cualquiera de los componentes del medio	Está dado por el costo de restaurar los recursos naturales afectados a su condición básica, compensaciones por las pérdidas, la recuperación y costos de evaluación de los daños (CERCLA, 1996)	Los pasivos ambientales surgen del incumplimiento de leyes ambientales federales, estatutos, regulaciones y acuerdos, bien sean de carácter nacional, estatal o local, o generados en procesos judiciales que institucionalizan parámetros de protección ambiental.	Se recopila, organiza y analiza la Información, se realizan estadísticas y se obtienen datos para establecer la magnitud del perjuicio ambiental, daño a los recursos naturales, etc. Se determina la manera apropiada para restaurar y compensar los perjuicios. (Natural Resources Damage Assessment" - EPA, 1999).	Loo pasivos por actividades que han terminado, por cambio en las leyes o aquellos que no se pudieron evitar o prevenir y por actividades que no se han iniciado se manejan a través de la Ley de Superfund, es decir el estado asume la responsabilidad del manejo del pasivo y su costo.
<b>ELEMENTOS COMUNES<sup>8</sup></b>	Obligación, deuda o cuenta por pagar resultante de la obligación de cubrir el costo de reparar un daño al medio ambiente, impacto negativo o efecto adverso, resultado de una actividad antrópica.	Debe ser un efecto adverso, sobre cualquiera de los componentes ambientales (físico, biótico o social) o presente riesgo para la salud humana.	El causante del daño debe asumir el costo de la reparación, puede ser por medio de pólizas de seguros. Los pasivos generados por actividades terminadas, impactos acumulados o negligencia de la autoridad serán de responsabilidad del Estado.	El pasivo puede resultar del incumplimiento de la norma o de sentencias judiciales, cuando se afecten bienes de terceros o bienes públicos.	Es necesario realizar un proceso, para cada caso específico que incluye, la identificación y jerarquización de los daños ambientales.	El estado asume los pasivos cuando el responsable ya no existe, por insolvencia, para daños por acumulación de efectos y daños a los recursos naturales

<sup>8</sup> Metodología para la valorización de Pasivos Ambientales en el Sector Eléctrico, Unidad de Planeación Minero Energética, Econometría S. A. Colombia, 2002.

En el estudio de definición y verificación de pasivos ambientales realizados para los Campos Marginales de Petroecuador, realizado por Ecuambiente Consulting Group en febrero del 2001, definen dos tipos de pasivos: **Pasivos Ambientales Acumulados**, originados a partir del abandono de la infraestructura o superficies de terreno afectados o utilizados por la operación petrolera; y, **Pasivos Ambientales Flujo**, como producto del funcionamiento de las facilidades o activos instalados y en funcionamiento que están causando daños ambientales.<sup>9</sup>

#### **1.4.1 Pasivos Ambientales en el sector hidrocarburífero del Ecuador**

El mayor número de los yacimientos de petróleo en el Ecuador se encuentran ubicados en la zona oriental, sus activos están basados en la extracción de petróleo siendo con ello capaz de generar amplios beneficios económicos, constituyéndose necesariamente también en Pasivos Ambientales.

Estos Pasivos Ambientales aparecen en la medida en que se cause la pérdida de otros bienes y servicios que proporciona el capital Natural del área, que no sean estrictamente los yacimientos de petróleo y la cantidad de crudo extraído, considerándose por tanto que, Activos y Pasivos Ambientales son las dos caras del mismo negocio petrolero y, que ambas deben considerarse con un mismo nivel de interés y rigor contable, para realizar una gestión exitosa del sector petrolero.

Ecuambiente Consulting Group, en su documento de verificación y definición de pasivos considera que si Activos ambientales de carácter económico con que cuenta el sector petrolero en la Amazonía, son todas aquellas facilidades que permite obtener beneficios económicos del capital Natural allí presente, por su parte los Pasivos Ambientales serán las facilidades instaladas o los efectos en el medio de éstas, cuando estén causando costes económicos sobre el capital Natural o el capital reproducible instalado. Los Pasivos Ambientales vinculados a activos utilizados por la actividad petrolera, aparecen desde el momento en que el activo, además de cumplir con su función en la operación, produce un daño o efecto externo negativo en el entorno ambiental que le rodea. Los Pasivos Ambientales suponen un gasto, coste o daño ambiental que es valorado económicamente y que en algunos casos afecta directa o indirectamente a la rentabilidad real del sector, (ECUAMBIENTE GROUP, 2001)

---

<sup>9</sup> Ecuambiente Consulting Group, Definición y verificación de Pasivos Ambientales, para los Campos Marginales de Petroproducción, (Palanda, Pindo, Bermejo...), 2001. 7-12

#### 1.4.2 Tipificación de los Pasivos Ambientales en Acumulados y Flujo

Un análisis donde se establezcan los elementos de entrada y salida al sistema no presupone la identificación de potenciales pasivos ambientales. La conformación de un daño ambiental generador del pasivo, puede darse por deficiencias del proceso, debido a la tecnología usada, eficiencia, etc. Otro factor de gran importancia es la sensibilidad del medio ambiente (físico y biótico) así como el medio social frente a una actividad o proyecto.

Los Pasivos Ambientales dentro de la operación petrolera pueden ser considerados como todas aquellas infraestructuras (facilidades u otras instalaciones) y áreas utilizadas por la actividad, que estén causando un daño ambiental y cuyo efecto pueda ser evaluado, monitoreado y valorado económicamente, con relación a la situación que supone que la actividad petrolera no estuviese presente.

El uso normal y continuo hace que indefectiblemente todos los Activos Económicos de las operaciones petroleras, pasen a ser en algún momento Pasivos Ambientales, bien de tipo Acumulado o bien Flujo.

En resumen los **Pasivos Ambientales Flujo** serán todas aquellas infraestructuras o áreas ocupadas por la actividad, que siguen siendo utilizadas y que a la vez estén produciendo daños ambientales que pudieran ser valorados económicamente por su efecto en las funciones de producción o de consumo de los miembros de la sociedad.

Los **Pasivos Ambientales Acumulados** se originan luego del abandono de un Activo o Pasivo Flujo determinado o, como consecuencia de los efectos no remediados causados por un Pasivo Flujo en funcionamiento. Se puede entender que todo Activo Económico de Operación instalado, puede convertirse en Pasivo Flujo mientras aún sigue en funcionamiento, desde el momento en que estuviese causando un daño que puede ser evaluado, monitoreado y valorado económicamente.

Así mismo, mientras que la eliminación de un Pasivo Flujo generalmente tiene un efecto positivo sobre la operación petrolera, sin embargo, hacer lo propio con un Pasivo Acumulado no trae consigo un efecto beneficioso directo y evidente sobre la actividad productora de petróleo.

Se debe precisar que cada Pasivo Ambiental, bien sea Flujo o Acumulado, debe ser considerado como una deuda independiente, lo que supone disponer de una ficha

específica de cada uno, independientemente de que más de un pasivo estuviese relacionado con una misma instalación o facilidad petrolera.

Los Pasivos Acumulados, que son atribuidos a Petroproducción, se debe principalmente al estado de las instalaciones y áreas contaminadas, por la existencia de piscinas a cielo abierto, piscinas taponadas y aflorando, talleres de mantenimiento, tanques en general, estructuras, taludes desnudos, plataformas y vías de acceso, etc. Se debe precisar que cada Pasivo Ambiental, bien sea Flujo o Acumulado, debe ser considerado independientemente, lo que supone disponer de una ficha específica de cada uno, sin tomar en cuenta de que más de un pasivo estuviese relacionado con una misma instalación o facilidad petrolera.

Los Pasivos Flujo constituyen los de mayor importancia dentro de las áreas petroleras operadas por Petroproducción, (se incluye en el estudio los campos Mauro Dávalos Cordero MDC, Huachito y Bihuino concesionados a Sociedad Internacional Petrolera, SIPEC), en razón de que las operadoras siguen utilizando los equipos, instalaciones y demás obras civiles entregadas como parte de los activos de Petroproducción. La operación actual aún sigue causando daños al ambiente

Ecuambiente resume en el siguiente esquema algunos criterios enunciados sobre los pasivos ambientales,

## PASIVOS ACUMULADOS

## PASIVOS FLUJO

Tiempo 0



Para Pasivos Acumulados **no vinculados** a Activos en Operación o Pasivos Flujo en Funcionamiento: la Remediación la realizará la operadora y la pagará Petroproducción.

Para Pasivos Acumulados **vinculados** a Activos en Operación y Pasivos Flujo en funcionamiento, la remediación la realizará la Operadora y el pago será compartido entre la Operadora y Petroproducción.

La remediación y pago de todos los Pasivos Flujo será de responsabilidad exclusiva de la Operadora, con el compromiso de haber diluido estos pasivos de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

Así mismo, al término de la concesión, la Operadora deberá remediar todos los pasivos y entregará el área de concesión a un nuevo operador o al Estado (Petroproducción), conforme establezca la ley respectiva, libre de pasivos acumulados y flujo.

(ECUAMBIENTE GROUP, 2001).

Para cada uno de los casos expuestos, un mismo daño ambiental o pasivo, puede tener diferentes niveles o intensidades de múltiples interpretaciones, bien sea por las autoridades ambientales y por las poblaciones y/o comunidades influenciadas por estas actividades.

Dentro de las **Herramientas para los Costos de Remediación** la EPA considera que debido a aspectos de tiempos y de contingencias, los pasivos por remediación resultantes de actividades pasadas que han cesado o que aún se desarrollan, Se agrega que, cambios en las actividades aún en operación y los planes para el futuro, pueden afectar las responsabilidades de remediación en que las compañías pueden incurrir para reducir el número y tamaño de tales requerimientos.<sup>10</sup>

#### **1.4.3 Consideraciones sobre los Pasivos Sociales de la actividad hidrocarburífera**

Dentro de los pasivos generados por las actividades hidrocarburíferas, deben ser considerados también los **Pasivos Sociales** definidos como toda aquella aptitud de rechazo premeditado que por parte de la sociedad y/o población de la zona de influencia, que experimente la operadora dando como resultados dificultades en la producción. Este pasivo, conceptualmente es diferente a los efectos que en la sociedad tiene un Pasivo Ambiental razón por la cual deben ser tratados independientemente, y en este caso si pueden valorados económicamente con mayor precisión.

En el estudio de pasivos ambientales realizado a los campos Marginales de Petroecuador por Ecuambiente Consulting Group, la consultora realiza algunas consideraciones sobre Pasivos Sociales los mismos que se describen a continuación:

- Se entiende por Pasivo Social de la actividad petrolera como toda aquella aptitud de rechazo premeditado que por parte de la sociedad circundante sufra la operadora actual y que acarree dificultades a la producción. Este pasivo, es conceptualmente diferente a los efectos que en la sociedad tiene un Pasivo Ambiental concreto, que en este caso si pueden ser con mayor precisión objeto de valoración económica.
- Que la operación actual se tenga que desenvolver en un ambiente de desconfianza, fruto de la actitud pasada de la actividad petrolera, es un Pasivo

---

<sup>10</sup> Valuing Potential Environmental Liabilities for Managerial Decision Making: A Review of Available Techniques, EPA, December de 1996.

Social que no puede manejarse económicamente como se plantea que se haga para los Ambientales, debe considerarse independientemente..

- La desintegración social, la reducida satisfacción de necesidades y las múltiples carencias que padecen los miembros de las sociedades que rodean la operación petrolera, estos tendrían que ser objeto de otro tipo de análisis diferente, a través de la cual se pueda identificar en que medida estas circunstancias son consecuencia y responsabilidad de la Empresa Estatal.
- Considera que, otros efectos sociales nocivos inducidos por la operación petrolera en general, deben ser considerados aparte de los Pasivos Ambientales. De igual forma, las responsabilidades sociales que debe asumir la empresa con la población de la zona de influencia deben ser objeto de otros análisis.

#### **1.4.4 Valoración de Pasivos Ambientales**

Luego de identificar y cuantificar los pasivos ambientales, y determinar la responsabilidad legal, de ser el caso con su respectiva probabilidad de ocurrencia para los pasivos ambientales contingentes, La Unidad de planeación Minero Energética de Colombia en su documento de Metodología para la valorización de Pasivos Ambientales recomienda proseguir con la valoración de esos pasivos de acuerdo a los siguientes enfoques de valoración.

- a) Método Directo: Es aquel que estima el valor del PA directamente sobre los bienes ambientales afectados sin tomar en cuenta comparaciones con otras situaciones.
- b) Método Indirecto: Es aquel que se estima el valor del PA mediante comparación, o asociación de los bienes afectados con otros donde refleje la incidencia de los beneficios o perjuicios del daño ambiental.

De otro lado, se utilizará como herramienta práctica cuando sea el caso, la estimación de costos directos, que son aquellos asociados a inversiones y gastos de prevención, reducción, recuperación y remediación de los daños ambientales.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Metodología para la valorización de Pasivos Ambientales en el Sector Eléctrico, Unidad de Planeación Minero Energética, Econometría S. A. Colombia, 2002.

## 1.5 MARCO LEGAL

### 1.5.1 Constitución Política de la República del Ecuador

#### De los derechos civiles

- **Art. 23:** lit. 6) Establece el derecho a vivir en un ambiente sano, ecológicamente equilibrado y libre de contaminación. Indica que La Ley establecerá las restricciones al ejercicio de determinados derechos y libertades para proteger el medio ambiente.

#### De los derechos colectivos:

- **Art. 84.-** Menciona que el Estado reconocerá y garantizará a los pueblos indígenas, de conformidad con esta Constitución y La Ley, el respeto al orden público y a los derechos humanos, los siguientes derechos colectivos:  
Num. 5): Ser consultados sobre planes y programas de prospección y explotación de recursos no renovables que se hallen en sus tierras y que puedan afectarlos ambiental o culturalmente; participar en los beneficios que esos proyectos reporten, en cuanto sea posible y recibir indemnizaciones por los perjuicios socio-ambientales que les causen.

#### Del medio ambiente:

- **Art. 86.-** Menciona que El Estado protegerá el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice su desarrollo sustentable. Velará para que este derecho no sea afectado y preservará la preservación de la naturaleza. Se declaran de interés público y se regularán conforme a la ley:
  1. *La preservación del medio ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país.*
  2. *La prevención de la contaminación ambiental, la recuperación de los espacios naturales degradados, el manejo sustentable de los recursos naturales y los requisitos que para estos fines deberán cumplir las actividades públicas y privadas.*

- **Art. 87.-** Establece que la ley tipificará las infracciones y determinará los procedimientos que permitan establecer responsabilidades administrativas, civiles, penales que correspondan a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, por las acciones u omisiones en contra de las normas de protección al medio ambiente.
- **Art. 88.-** Toda decisión estatal que pueda afectar al medio ambiente, deberá contar previamente con los criterios de la comunidad, para lo cual esta será debidamente informada. La ley garantiza su participación.
- **Art. 89.-** Sobre la toma de medidas por parte del Estado orientadas a la consecución de los siguientes objetivos:
  1. Promover en el sector público o privado el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes...
- **Art.91.-** el Estado, sus delegatarios y concesionarios, serán responsables por los daños ambientales, en los términos señalados en el artículo 20 de la Constitución  
Tomará medidas preventivas en el caso de dudas sobre el impacto o las consecuencias ambientales negativas de alguna acción u omisión....

### **1.5.2 Ley de Hidrocarburos**

**Art. 31...**Indica que PETROECUADOR y los contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

- Literal t): Conducir operaciones petroleras, de acuerdo a Leyes y Reglamentos del Medio Ambiente. . . .
- Literal 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.

### 1.5.3 Ley de Gestión Ambiental

- **Art. 5.** Establece un sistema descentralizado de gestión ambiental como un mecanismo de coordinación transectorial, interacción y cooperación entre los distintos ámbitos, sistemas y subsistemas de manejo ambiental y de gestión de recursos naturales.

#### ***De la Autoridad Ambiental.***

*La Autoridad Ambiental nacional será ejercida por el Ministerio del ramo, que actuará como instancia rectora, coordinadora y reguladora del sistema nacional descentralizado de gestión ambiental, sin perjuicio de las atribuciones que dentro del ámbito de sus competencias y conforme las leyes que las regulan, ejerzan otras instituciones del Estado.*

De la Evaluación de Impacto Ambiental y del Control Ambiental

- **Art. 19.** Las obras públicas, privadas o mixtas y los proyectos de inversión públicos o privados que puedan causar impactos ambientales, serán calificados previamente a su ejecución, por los organismos descentralizados de control, conforme el Sistema Único de Manejo Ambiental, cuyo principio rector será el precautelatorio.
- **Art. 21.** Los sistemas de manejo ambiental incluirán estudios de línea base: evaluación del impacto ambiental, evaluación de riesgos, planes de manejo, planes de manejo de riesgo, sistemas de monitoreo, planes de contingencia y mitigación, auditorías ambientales y planes de abandono.

### 1.5.4 Ley de Patrimonio Cultural

Esta Ley vela la protección del patrimonio cultural del Estado cuya responsabilidad recae sobre el Instituto Nacional de Patrimonio Cultural, unidad con personería Jurídica adscrita a la Casa de la Cultura Ecuatoriana.

En el **Art. 7** de la Ley de Patrimonio Cultural se especifica que bienes son considerados pertenecientes al Patrimonio Cultural del Estado.

El **Art. 30** de la misma ley dice:

*“En toda clase de exploraciones mineras, de movimientos de tierra para edificaciones, para construcciones viales o de otra naturaleza, lo mismo que en demoliciones de edificaciones quedan a salvo los derechos del Estado sobre los monumentos históricos, objetos de interés arqueológico y paleontológico que puedan hallarse en la superficie o subsuelo al realizarse los trabajos. Para estos casos, el contratista, administrador o inmediato responsable dará cuenta al Instituto Nacional de Patrimonio Cultural y suspenderán las labores en el sitio donde se haya verificado el hallazgo”.*

Recientemente, gracias a la reglamentación del artículo 30 de la Ley de Patrimonio Cultural se establece que las actividades de mitigación arqueológica no sólo deben circunscribirse a trabajos en bloques de explotación petrolera, zonas de extracción minera, sino también a obras de expansión y renovación urbana y vial, construcción de represas, dragado y mantenimiento de ríos, canales y puertos, construcción de redes eléctricas, entre las más conocidas.

En referencia al Artículo 30 de la Ley de Patrimonio Cultural, en su **artículo 15** indican lo siguiente:

*“Todas las instituciones nacionales y seccionales, tales como Ministerios, Consejos Provinciales, Municipios, Entidades Autónomas y las de la Empresa Privada, que ejecuten proyectos de desarrollo que involucren la transformación del paisaje mediante el movimiento de tierra, inundación o recubrimiento de la superficie natural del terreno, o que analice, evalúen, financien y/o concedan permiso de construcción o ejecución de este tipo de proyectos a terceros, deberán asegurarse que en dichos proyectos se cumpla con lo dispuesto en este reglamento del artículo 30 de la Ley de Patrimonio Cultural”.*

#### **1.5.5 Declaración de Río de Janeiro**

Establece principios universales del desarrollo sustentable que orientan el proceso de gestión ambiental.

### **1.5.6 Regulaciones**

- a) 1992 a 1995 Acuerdo Ministerial No. 621 (21 de febrero de 1992- RO. No. 888 de marzo 6 de 1992)
- b) 1995 a 2000 Decreto Ejecutivo No. 2982 Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH), (17 de agosto de 1995 - RO. 766 de agosto 24 de 1995)  
Obligaba a PETROECUADOR, sus Filiales y las contratistas para la exploración, explotación, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, a coordinar con la Subsecretaría de Medio Ambiente del Ministerio de Energía y Minas, la gestión ambiental y los aspectos sociales contemplados en el plan de manejo ambiental respectivo.
- c) 2001 a la presente Fecha: Decreto Ejecutivo No. 1215. Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas (RS-RAOH), (2 de febrero de 2001 - RO. No. 265 de febrero 13 de 2001).
- d) 2002 a la presente fecha: Reglamento de Consulta y Participación para la realización de las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador, (Decreto Ejecutivo No. 3401 de 2 de diciembre de 2002).
- e) Agosto de 2003 a la presente fecha: Acuerdo Ministerial No. 071 del MEM, Límites Máximos Permisibles para las Emisiones a la Atmósfera Provenientes de Fuentes Fijas para Actividades Hidrocarburíferas. Registro Oficial No. 153 del 22 de agosto de 2003.

#### **1.5.6.1 Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, RS-RAOHE.**

##### **Jurisdicción y Competencia.**

- En su **Art. 3.** de la **Autoridad Ambiental.-** Establece como parte del sistema nacional descentralizado de gestión ambiental, a la Subsecretaría de Protección Ambiental (SPA) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA), será la dependencia técnico-administrativa del sector que controlará, fiscalizará y auditará la gestión ambiental en las actividades hidrocarburíferas, realizará las evaluaciones, aprobación y seguimiento de los estudios ambientales en todo el territorio ecuatoriano, de igual manera, verificará que los causantes en caso de incumplimiento del mismo,

cumplan con las disposiciones y recomendaciones respectivas.

Para los efectos de aplicación del RS-RAOHE se entenderá como SUJETOS DE CONTROL a PETROECUADOR, sus filiales y sus contratistas o asociados para la exploración, explotación, refinación o industrialización de hidrocarburos, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y comercialización de derivados de petróleo, así como a las empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país que hayan sido debidamente autorizadas para la realización de estas actividades.

- **Art. 6. Sobre la Coordinación.-** Los sujetos de control deberán coordinar con la SPA del MEM, la gestión ambiental y los aspectos sociales contemplados en el plan de manejo ambiental respectivo.
  
- **Art. 8. De los Aspectos Ambientales en Proceso de Licitación.-** El organismo encargado para licitaciones petroleras deberá contar con el pronunciamiento previo de la SPA, para la consideración de aspectos ambientales en los procesos de licitación estatal.
  
- En su **Art. 9** establece que previa a la ejecución de planes y programas sobre exploración y explotación de hidrocarburos, los sujetos de control deberán informar a las comunidades comprendidas en el área de influencia directa de los proyectos, y conocer sus sugerencias y criterios. De los actos, acuerdos o convenios que se generen a consecuencia de estas reuniones de información, se dejará constancia escrita mediante instrumento público que se remitirá a la SPA.

#### **Programa y presupuesto ambientales.**

- **Art. 10. Programa y Presupuesto Ambiental Anual.-** Los sujetos de control, de conformidad con lo que dispone el Art. 31, literales c), k), s) y t) de la Ley de Hidrocarburos, deberán presentar hasta el 30 de Diciembre de cada año, o dentro del plazo estipulado en cada contrato, al MEM, 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 SPA. ....
  
- **Art. 11. Sobre el Informe Ambiental Anual,** establece que los sujetos de control igualmente, presentarán a la SPA hasta el 31 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 inmediatamente anterior, como parte del Informe Anual de Actividades Contractuales.

- **Art. 12. del 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 contaminadas. Los análisis de dicho monitoreo interno se reportarán a la SPA del MEM, a través de la DINAPA:
  - Mensualmente para el período de perforación, para refinerías en base de los análisis diarios de descargas y semanales de emisiones.
  - Trimestralmente para todas las demás fases, instalaciones y actividades hidrocarburíferas, 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.

#### **Disposiciones Ambientales.**

- **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 la operaciones a la SPA del MEM para su análisis, evaluación, aprobación y seguimiento.....

Para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas, deberán presentar a la SPA, por intermedio de la DINAPA, el diagnóstico ambiental-línea base o la respectiva actualización y profundización del mismo, los estudios de impacto ambiental y los complementarios que sean del caso.
- **Art. 14. Control y Seguimiento.-** Dentro del sistema descentralizado de gestión ambiental, la SPA, a través de la DINAPA, 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 socio-cultural, y a la aplicación de los planes de manejo ambiental aprobados para cada fase, así como las disposiciones de este reglamento.

### **Estudios ambientales.**

- **Art. 40. Términos de Referencia** - Previo a la realización de cualquier tipo de estudio ambiental, los sujetos de control deberán presentar a la SPA los términos de referencia específicos para su respectivo análisis y aprobación.
  
- **Art. 41. 4. Descripción de las Actividades del Proyecto.-**  
De acuerdo al tipo de operación o fase, deberá constar la información adicional detallada constante en los capítulos correspondientes a las fases:
  - Prospección geofísica
  - Perforación Exploratoria y de Avanzada
  - Desarrollo y producción
  - Industrialización
  - Almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados
  - Comercialización y venta de derivados de petróleo

### **Auditorias Ambientales.**

- **Art. 42** La Subsecretaría de Protección Ambiental, auditará, por intermedio de la DINAPA, por lo menos una vez cada dos años, los aspectos ambientales de las diferentes actividades hidrocarburíferas realizadas por los sujetos de control. La SPA determinará el tipo y alcance de la Auditoría, en base al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.  
  
Lo sujetos de control también realizarán al menos cada dos años las auditorias de sus actividades y presentarán los informes a la SPA. Lo sujetos de control deberán seleccionar una auditora ambiental de las calificadas por la SPA para que realice el seguimiento y verificación del cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.

### **Obras civiles.**

- **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 SPA del MEM, los estudios ambientales (EIA) que deberán estar incluidos en la fase correspondiente.

### **Vigilancia y Monitoreo Ambiental**

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

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

### **Sanciones y Denuncias**

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

Las subcontratistas, además de las sanciones a que hubiere lugar en aplicación de este Reglamento, podrán ser eliminadas del registro de calificación de empresas para provisión de obras y servicios.

Para que el Director Nacional de Hidrocarburos proceda a la aplicación de sanciones requerirá únicamente que el Subsecretario de Protección Ambiental remita la correspondiente disposición escrita, junto con una copia del expediente en que se fundamenta. El Director Nacional de Hidrocarburos deberá dictar la sanción en el término de sesenta días de recibida dicha documentación, mediante procedimiento de requerimiento previo.

De las sanciones impuestas por el Director Nacional de Hidrocarburos se podrá apelar ante el Ministro de Energía y Minas. La Subsecretaría de Protección

Ambiental podrá suspender la respectiva actividad temporalmente hasta que se repare la falta u omisión.

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

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

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

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

#### **Disposiciones transitorias.**

- **Primera.-** Convalidación ambiental de las operaciones hidrocarburíferas.- Los sujetos de control, dentro de los 360 días siguientes (13 de febrero del 2002) a la publicación del presente Reglamento, en el Registro Oficial (13 de Febrero del 2001), deberán presentar, si no lo hubieren hecho, los estudios ambientales para todas las fases de la actividad hidrocarburífera, en caso contrario, la SPA procederá conforme al Art. 90 de 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 180 días siguientes (Agosto 13 del 2001) a la promulgación de este Reglamento

(Febrero 13 del 2001), deberán presentar el plan de manejo ambiental respectivo, sobre la base de un diagnóstico ambiental de conformidad con lo dispuesto en los Capítulos 9 y 10 de este Reglamento.

Concluido dicho plazo, la DINAPA del MEM, pondrá en conocimiento de la DNH el particular para que proceda a la suspensión temporal de las instalaciones que no cuenten con el respectivo plan de manejo ambiental aprobado.

### **Disposiciones Finales.**

Primera.- Expresamente el decreto 1215 (Registro Oficial No. 265/ 13 de Febrero de 2001) deroga el Decreto Ejecutivo No. 675 del 15 de Abril de 1993, publicado en el registro Oficial No. 174 del 22 de los mismos mes y año, el Decreto Ejecutivo no. 2982 publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995, y el Acuerdo Ministerial No. 195 publicado en el Registro Oficial No. 451 del 31 de mayo de 1994.

#### **1.5.6.2 Reglamento de Consulta y Participación para la Realización de Actividades Hidrocarburíferas, (DE 3401, 2 de diciembre de 2002)**

**Art. 2.- El Ámbito de Aplicación.-** Las disposiciones contenidas en este Reglamento son aplicables en todo el territorio de la República del Ecuador a las licitaciones para los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos y a la ejecución de actividades hidrocarburíferas, definidas en las normas correspondientes, a ser realizadas por PETROECUADOR, sus filiales y sus contratistas o asociados, 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.- De los Procedimientos.-** Las consultas que se realicen a las comunidades indígenas y afroecuatorianos, y a la ciudadanía en general en aplicación de este Reglamento deberán efectuarse mediante los procedimientos e instrumentos establecidos en éste, de tal manera que sus criterios relativos a las medidas socio-ambientales de prevención, mitigación, control, compensación y rehabilitación relacionadas con los impactos socio-ambientales negativos así como de impulso a los impactos socio-ambientales

positivos en materia hidrocarburífera sean debidamente considerados previa la realización de las licitaciones petroleras y de las actividades específicas de ejecución de actividades hidrocarburíferas. Los procedimientos apropiados, la representatividad de las instituciones y los criterios a los que hace referencia este artículo son aquellos establecidos en este Reglamento.

**Art. 6.- Sobre Clases de Consulta.-** Las consultas establecidas en este Reglamento estarán dirigidas a:

- a) *Los pueblos indígenas, que se autodefinen como nacionalidades y afroecuatorianos que habiten en las áreas de influencia directa de las licitaciones o de los proyectos hidrocarburíferos; y,*
- b) *Las personas naturales o jurídicas, especialmente del área de influencia directa de la licitación o del proyecto.*

**Art. 11.- Objeto de la Consulta Ciudadana de Ejecución;** La Consulta Ciudadana de ejecución tiene por objeto contar previamente con los criterios de la ciudadanía, especialmente de la población que se encuentre en el área de influencia directa del proyecto, respecto de las medidas ambientales de prevención, mitigación, control y rehabilitación que, de ser técnica y económicamente viables y legalmente procedentes, se incorporarán en el Estudio de Impacto Ambiental y el Plan de Manejo Ambiental, incluido el Plan de Relaciones Comunitarias.

**Art. 17.- De la Participación en la formulación y elaboración de los estudios de impacto ambiental:** En los equipos técnicos y sociales para la formulación y elaboración de los estudios de impacto ambiental y los planes de manejo ambiental, incluidos los planes de relaciones comunitarias, se priorizará la incorporación, en la medida de las disponibilidades y según las capacidades instaladas, de técnicos y facilitadores indígenas o afroecuatorianos, según sea el caso.

**Art. 18.- Participación en la ejecución de los planes de manejo:** La ejecución de las actividades específicas contenidas en los planes de manejo ambiental, incluidos los planes de relaciones comunitarias, priorizará, en la medida de las

disponibilidades y según las capacidades instaladas, la participación de técnicos y facilitadores indígenas o afroecuatorianos, según sea el caso.

**Art. 24.- Convocatoria a la Consulta Previa de Ejecución:** Previo al inicio del desarrollo de actividades hidrocarburíferas, PETROECUADOR o sus filiales, sus contratistas o los contratistas del Estado para el desarrollo de actividades hidrocarburíferas, previo conocimiento del Supervisor del Proceso del Ministerio de Energía y Minas, convocará a las comunidades indígenas y afroecuatorianas que se encuentren dentro del área de influencia directa del proyecto referido y a la ciudadanía en general, y especialmente a aquella asentada en dicha área, a participar en el proceso de Consulta Previa de Ejecución establecido en este Reglamento.

La convocatoria a la que se refiere el párrafo anterior deberá hacerse mediante dos publicaciones en dos días consecutivos en un periódico local de la circunscripción territorial correspondiente al área de influencia directa del proyecto y a través de la comunicación directa a los representantes de las comunidades del área de influencia directa del proyecto, así como mediante otros medios de difusión tradicionales disponibles. La convocatoria deberá contener la siguiente información:

- a) Denominación del área, ubicación geográfica e identificación del proyecto; la ubicación geográfica deberá incluir, de ser técnicamente posible, límites naturales identificables;
- b) Mención general del marco regulatorio que rige el proceso de consulta previa;
- c) Descripción general de las actividades de desarrollo hidrocarburífero a realizarse, con indicaciones de lugares y tiempos aproximados dentro de los cuales van a efectuarse;
- d) Objeto de la Consulta;
- e) Cronograma y ubicación del proceso de consulta previa, así como instrumentos de consulta a aplicar; y,
- f) Ubicación de la Oficina de Consulta, período y horario en el que atenderá.

El Reglamento en su **Art. 28** sobre la información dice:

*2) En el caso de la Consulta Previa de Ejecución:*

*d. La descripción de las medidas socio-ambientales de prevención, mitigación, control,*

*compensación y rehabilitación relacionadas con los impactos socio-ambientales negativos, así como de impulso a los impactos socio-ambientales positivos, que emprenderá la empresa hidrocarburífera en la ejecución del proyecto sobre el cual se consulta; esto es:*

- *descripción de las fases y actividades de un proyecto petrolero, desde la exploración inicial hasta la explotación, incluyendo la infraestructura y los procesos industriales sustanciales que se relacionan a cada fase y actividad dentro de dicho proyecto*
- *sistematización y discusión de los posibles impactos sociales y ambientales que se pueden generar en las diferentes fases hidrocarburíferas, en lo posible con una presentación de ambos tipos de impactos, positivos y negativos; y,*

**Art. 33.- Plazo para la realización de las consultas previas:** Para el caso de los procesos de Consulta Pre-licitatoria, estos tendrán una duración no mayor a sesenta días contados a partir de la fecha de la última publicación de la convocatoria al proceso, conforme el cronograma referencial que consta en el anexo 2. Durante este plazo deberán llevarse a cabo todos los eventos de difusión de información y recolección de criterios, y, de ser el caso, haberse llegado a las correspondientes resoluciones y consensos sobre las medidas socio-ambientales de prevención, mitigación, control, compensación y rehabilitación relacionados con los impactos socio-ambientales negativos así como de impulso a los impactos socio-ambientales positivos.

**Art. 43.- Fases de desarrollo de actividades hidrocarburíferas en las que procede el proceso de consulta Previa de Ejecución:** El proceso de Consulta Previa de Ejecución previsto en este Reglamento se realizará conforme al Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador y el artículo 7 de este Reglamento para:

- a. Fase exploratoria (prospección geofísica y perforación exploratoria);
- b. Fase de desarrollo y producción;
- c. Fase de Industrialización;
- d. Fase de almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados; y,
- e. Fase de comercialización y venta.

Las **DISPOSICIONES GENERALES** señalan,

La **PRIMERA**, Establece que la metodología para los procesos de consulta previa serán de libre uso entre los sujetos de la consulta; éstos deberán estar diseñados y orientados de tal manera que se garantice la mayor difusión de la información y que se recojan y procesen adecuadamente los criterios, comentarios, opiniones y propuestas, de acuerdo a las particularidades de cada comunidad y a los principios de la ética y de buena fe.

La **TERCERA** disposición general indica que sin perjuicio de las iniciativas de otras instituciones del Estado, de PETROECUADOR y sus filiales o de la industria petrolera privada, el Consejo de Desarrollo de las Nacionalidades y Pueblos del Ecuador, CODENPE, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, podrá diseñar propuestas de inducción y ejecutar programas y proyectos de capacitación en el sector hidrocarburífero dirigido a los pueblos indígenas, que se autodefinen como nacionalidades y afroecuatorianos. Estos programas y proyectos podrán ser financiados con fondos provenientes de donaciones o con recursos de cualquier naturaleza. Los programa y proyectos referidos podrán también ser diseñados y ejecutados por organizaciones representativas privadas de la autodenominadas nacionalidades indígenas.

En las **DISPOSICIONES TRANSITORIAS** se señala,

En la **PRIMERA**, de las resoluciones y consensos registrados en la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas existentes entre las partes a la fecha de la promulgación y publicación de este Reglamento tienen plena validez por los periodos para los cuales ellos fueron suscritos. Sin embargo, en el caso de que las instituciones del Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas, PETROECUADOR o sus filiales, o la industria privada, prevean la ejecución de actividades de desarrollo hidrocarburífero adicionales a las contenidas en las resoluciones y consensos registrados referidos, estas actividades y sujetos de la consulta referidos, se someterán a las disposiciones contenidas en este Reglamento, según corresponda.

### **1.5.7 Texto unificado de Legislación Ambiental Secundaria en el Ecuador (LAS)**

En el **Título Preliminar** establece en su **artículo 1** de las **Políticas básicas Ambientales del Ecuador**.

En el **numeral 13** reconoce que los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y de la propuesta de Programa de Mitigación Ambiental (PMA), para cada caso, acompañando a los solicitudes de autorización para realizar actividades susceptibles de degradar o contaminar el ambiente y sometidas a la revisión y decisión de las autoridades competentes, como una herramienta efectiva para la prevención de danos ambientales.

*El Estado Ecuatoriano establece como instrumento obligatorio previamente a la realización de actividades susceptibles de degradar o contaminar el ambiente, la preparación, por parte de los interesados a efectuar estas actividades, de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y del respectivo Programa de Mitigación Ambiental (PMA) y la presentación de éstos junto a solicitudes de autorización ante las autoridades competentes, las cuales tienen la obligación de decidir al respecto y de controlar el cumplimiento de lo estipulado en dichos estudios y programas a fin de prevenir la degradación y la contaminación, asegurando, además, la gestión ambiental adecuada y sostenible. El Estudio de Impacto Ambiental y el Programa de Mitigación Ambiental deberán basarse en el principio de lograr el nivel de actuación más adecuado al respectivo espacio o recurso a proteger, a través de la acción más eficaz.*

## **1.6 Sistematización Información Ambiental SPA/DINAPA**

La jurisdicción y competencia de la SPA/ DINAPA está establecida en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Decreto Ejecutivo No. 1215, RO 265, 13/02/01), cuyo Art. 3 señala que:

*"Como parte del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental, la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental, 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."*

Para cumplir con su misión, el Estatuto Orgánico por Procesos del Ministerio de Energía y Minas (Acuerdo Ministerial No. 176, publicado en el Registro Oficial No. 428 de 08 de Octubre de 2001) establece en los artículos 26 hasta 32 que dentro del macro proceso de GESTIÓN SOCIO-AMBIENTAL SECTORIAL ENERGÉTICA, HIDROCARBURÍFERA Y MINERA, corresponde a la Subsecretaría de Protección Ambiental ejecutar los siguientes procesos:<sup>12</sup>

- Evaluación de estudios ambientales (EEA)
- Control y seguimiento ambiental (CSA)
- Participación social y relaciones comunitarias (PRC)
- Información ambiental hidrocarburífera (IAH) y minera (IAM)
- Desarrollo e investigación (D&I)

### **1.6.1 Evaluación de estudios ambientales (EEA)**

#### **1.6.1.1 Términos de Referencia**

Estos instrumentos destinados a definir los contenidos y alcances de los estudios de impacto ambiental detallados y se elaboran sobre la base de antecedentes obtenidos

---

<sup>12</sup> Rosa Zehner, Endbericht MEM- Horizont 3000 (CD), mailto: [rzehner@direkt.at](mailto:rzehner@direkt.at)

durante la evaluación preliminar. Los términos de referencia deben velar porque el análisis ambiental:

- Abarque todas las actividades y elementos previstos en la acción en sus etapas de diseño, construcción, operación y abandono.
- Abarque toda el área de influencia definida en función de los impactos ambientales de carácter significativo.
- Compare adecuadamente la situación anterior y posterior a la ejecución de la acción emprendida.
- Seleccione las técnicas y métodos ajustados a: la obtención de los antecedentes requeridos, las variables en estudio, el nivel de precisión necesario, el tiempo, los costos y los equipos técnicos. Una regla básica en la elección de un método es utilizar aquel que por el menor costo económico, tiempo y simpleza satisfaga las necesidades del estudio.
- Justifique y valide los datos y fuentes de información que estén disponibles y que se utilicen en el análisis ambiental correspondiente.<sup>13</sup>

#### **1.6.1.2 Estudios de Impacto Ambiental**

La evaluación de impacto ambiental es un proceso singular e innovador cuya operatividad y validez como instrumento para la protección y defensa del medio ambiente está recomendado por diversos organismos nacionales e internacionales. También es avalado por la experiencia acumulada en países desarrollados, que lo incorporaron a su ordenamiento jurídico desde hace varios años.<sup>13</sup>

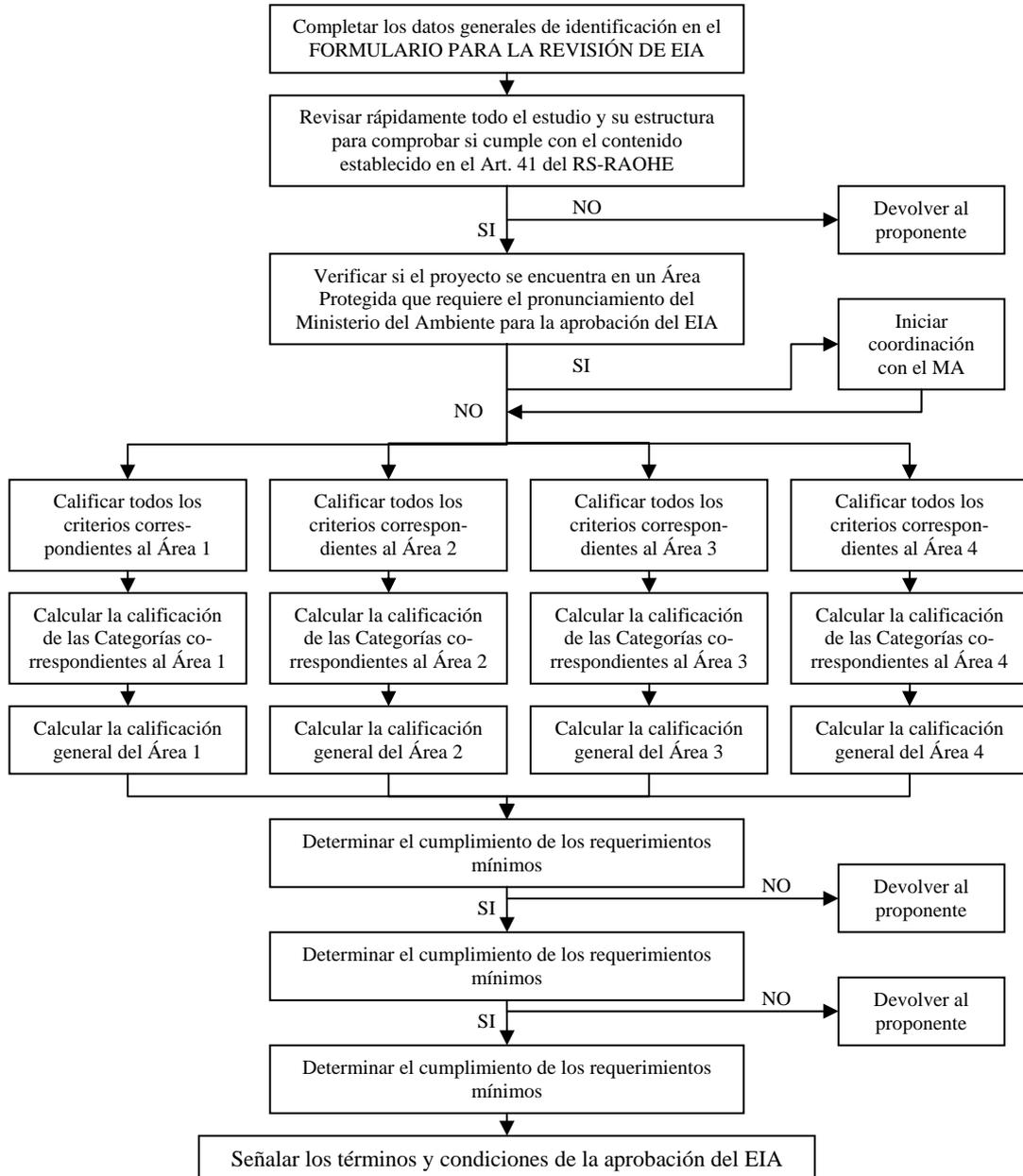
#### **¿QUÉ ES EIA?**

- **Es un proceso de advertencia temprana que verifica el cumplimiento de las políticas ambientales**
- **Es la herramienta preventiva mediante la cual se evalúan los impactos negativos y positivos que las políticas, planes, programas y proyectos generan sobre el medio ambiente, y se proponen las medidas para ajustarlos a niveles de aceptabilidad**

---

<sup>13</sup> Guillermo Espinosa, Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental, Banco Interamericano de Desarrollo-BID, Santiago de Chile, 2001.

El proceso de revisión y calificación de los EIA por parte de la DINAPA obedece al siguiente proceso; como se indica la siguiente figura:



**Figura No. 2. Proceso de revisión y calificación del EIA, (DINAPA, 2002)**

Técnicamente, en la evaluación de impactos ambientales se diferencian dos procesos previos a la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental:

- a) La determinación de la necesidad (o no) de evaluación de impactos ambientales, procesos llamado también tamizado o screening. Para el screening se pueden utilizar listas taxativas o metodologías con criterios de evaluación.

- b) Una vez determinado la necesidad de un proceso de evaluación de impactos ambientales, se debe delimitar el alcance y definir la metodología para la realización del Estudio de Impacto Ambiental, proceso llamado también scoping o elaboración de Términos de Referencia. (DINAPA, 2002).

### 1.6.1.3 Comunicación Pública

Los procesos de consulta, así como las presentaciones públicas de los estudios ambientales en el sector hidrocarburífero se enmarca en la disposición del Art. 88 de la Constitución Política de la República y los Arts. 28 y 29 de la Ley de Gestión Ambiental (RO 245, 30/07/99) que garantiza el derecho de las personas y los grupos sociales a ser informados y emitir sus criterios respecto a los proyectos de desarrollo. En el caso específico del sector petrolero, los mandatos constitucionales y legales se encuentran plasmados en dos regulaciones sectoriales vigentes y aplicables.

En los Términos de Referencia para un Estudio de Impacto Ambiental de actividades o proyectos hidrocarburíferos debe constar el alcance y la metodología específica a aplicarse para la realización del proceso de consulta y participación, sin perjuicio de adaptaciones y modificaciones posteriores, producto de los avances en la realización del correspondiente estudio.

El procedimiento de coordinación, seguimiento y supervisión del proceso de consulta y participación parte de lo establecido en el Reglamento de Consulta y Participación (RCP; DE 3401), especialmente el Título III, así como lo aprobado en los Términos de Referencia del estudio de impacto ambiental respectivo, (DINAPA, 2002).

**Tabla No. 2 Procedimiento de coordinación, seguimiento y supervisión del proceso de consulta y participación, (comunicación Pública).**

Qué hacer	Cómo hacer (tareas)	Responsable	Tiempos (aprox.)
<b>Preparación de la Consulta de Ejecución</b>	➤ Solicitar designación de Supervisor de Proceso de Consulta (art. 21 / RCP)	Compañía operadora	Según programación interna de la compañía
<b>Presentación del Estudio Ambiental para aprobación según RAOH</b>	➤ Presentación del Estudio de Impacto y Plan de Manejo Ambiental a la SPA (art. 32 / RCP; disposiciones del RS-RAOHE aplicables)	Compañía operadora	

Qué hacer	Cómo hacer (tareas)	Responsable	Tiempos (aprox.)
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Evaluación del Estudio de Impacto y Plan de Manejo Ambiental (art. 36 / RCP); de ameritar el caso, observaciones y requerimiento de información adicional y/o aclaraciones que debe contestar la Compañía operadora. Informe Técnico</li> <li>➤ Pronunciamiento (mediante oficio o resolución)</li> </ul>	DINAPA	De acuerdo a los plazos establecidos en el art. 13 / RS-RAOHE: término máximo de 30 días.
		SPA	

Fuente: Manuales DINAPA, 2002.

## 1.6.2 Control y seguimiento Ambiental (CSA)

Desde la vigencia del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (DE 1215) se han implementado en la Dirección Nacional de Protección Ambiental formularios estandarizados para preparar y documentar las inspecciones de control y seguimiento ambiental a las diferentes fases y actividades hidrocarburíferas. Una vez validadas estas herramientas en la práctica, la Dependencia Ministerial sigue incorporando en el Sistema de Información Ambiental Hidrocarburífera (SIAH). DINAPA, 2003.

### 1.6.2.1 Planes y Monitoreo Ambiental

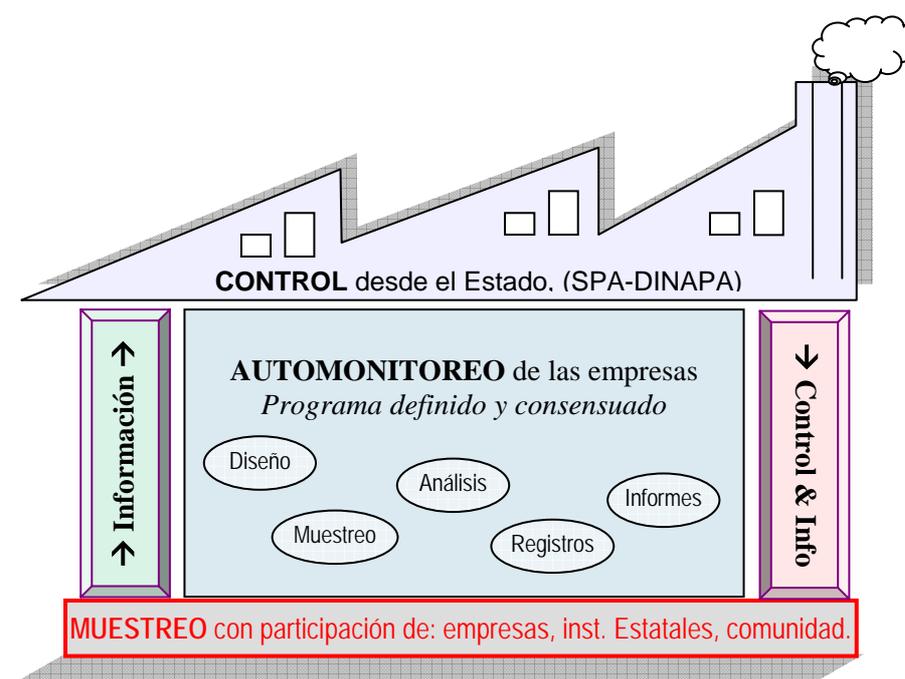
Según el RS-RAOH, el monitoreo ambiental es el “seguimiento permanente mediante registros continuos, observaciones y mediciones, muestreos y análisis de laboratorio, así como por evaluación de estos datos para determinar la incidencia de los parámetros observados sobre la salud y el medio ambiente”.

Este monitoreo (ambiental) es un seguimiento permanente mediante registros continuos, observaciones y mediciones, muestreos y análisis de laboratorio, así como la evaluación de estos datos para determinar la incidencia de los parámetros observados sobre el medio ambiente y/o la salud. Se efectúan a diferentes niveles, tales como la propia empresa (=monitoreo interno o automonitoreo), la comunidad y organismos estatales.

Están establecidos formatos básicos para los reportes periódicos que requiere el organismo de control de la industria. Para los parámetros de monitoreo y control, se

definen los métodos referenciales en base de estándares internacionalmente aceptados (Standard Methods, métodos ASTM, métodos estandarizados en normas DIN, entre otros). De tal manera se garantiza a futuro que la información generada en todo el sector sea comparable.

Dentro del sistema de control y seguimiento (monitoreo) están establecidas exigencias básica de reportes (según formatos anexos al RS-RAOH) a ser presentados al organismo de control y que sirven para alimenta un Sistema de información Ambiental Hidrocarburífera.<sup>14</sup>



**Figura No. 3. Control y monitoreo ambiental a diferentes niveles<sup>14</sup>**

### 1.6.2.2 Auditorías Ambientales

Dentro del proceso de Control y Seguimiento Ambiental (CSA) de la Subsecretaría y de la Dirección Nacional de Protección Ambiental están contempladas las auditorías ambientales como una de las actividades correspondientes al mencionado proceso.

El procedimiento prevé la realización de las auditorías ambientales a través de la contratación de consultoras ambientales calificadas y registradas en la DINAPA. Este procedimiento puede ser adaptado para realizar auditorías ambientales con personal y

<sup>14</sup> Zehner, R.: Enfoques y objetivos de la reforma del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. Quito, 2001.

recursos propios del Ministerio, siempre y cuando esto se pueda compatibilizar con la planificación anual de la DINAPA (tiempos, recursos humanos y económicos, etc.).  
DINAPA, 2003.

**Tabla No. 3. Programación de auditorías ambientales**

Qué hacer	Cómo hacer (tareas)	Formulario a utilizar	Responsable	Periodicidad
[Programación auditorías ambientales]	➤ [Generar listado actualizado de operaciones hidrocarburíferas ( <i>base de datos</i> )]	[Anexo DINAPA ]	Director Nacional de Protección Ambiental	[Anualmente (Febrero)]
	➤ Generar listado actualizado de consultoras ambientales categoría A ( <i>base de datos</i> )	[Anexo ]	Director Nacional de Protección Ambiental	Anualmente (Febrero)
	➤ Asignación de compañías consultoras (formación de paquetes; cronograma general)	[Anexo ]	Director Nacional de Protección Ambiental	Anualmente (Febrero)

Fuente: DINAPA.

### 1.6.2.3 Reportes inspección DINAPA

Dentro del proceso de control y seguimiento ambiental (CSA) se abarca también otras actividades como: inspecciones al campo, auditorías ambientales, seguimiento a denuncias, seguimiento a los reportes de auto monitoreo de emisiones a la atmósfera y descargas líquidas, entre otros, (DINAPA, 2003).

La finalidad es determinar en una forma estandarizada y sistemática basado en inspecciones de campo y seguimiento a documentos técnicos, las no conformidades en la gestión ambiental y/o incumplimiento a la normativa ambiental vigente de las diferentes actividades y proyectos hidrocarburíferos en el país y dar seguimiento a las acciones correctivas a realizarse por parte de los sujetos de control.

#### **1.6.2.4 Participación ciudadana, denuncias, derrames, (reportes mayores a 5 Bls. derramados).**

Dentro del control y seguimiento ambiental, contempla también la atención a las denuncias por parte de la población, Instituciones Gubernamentales, ONGs, y otras organizaciones creadas para la Protección Ambiental, derrames (contingencias), etc. Dentro del cumplimiento a los artículos 88 y 89 del RS-RAOHE, los sujetos de control deben informar periódicamente a los pobladores afectados (o en riesgos de afectación), sobre las contingencias producidas (o que pueden producirse potencialmente), y sobre las acciones a tomar y/o sobre las medidas de rehabilitación. Sobre las medidas de rehabilitación a ser programadas y ejecutadas, es necesario indicar que dependiendo de la magnitud del siniestro es aplicable o no el artículo 16 de Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (DE 1215), en cual se estipula la remediación después de accidentes en los que se hayan derramado **más de cinco barriles de crudo** (o sus derivados).

Una información completa de la evaluación de la problemática, considera:

- Fecha y hora de los accidentes o contingencias ocurridas
- Área directamente afectada y el lugar exacto del derrame (identificado la ubicación geográfica y político administrativa).
- Volumen derramado y volumen recuperado.
- Componentes ambientales afectados (agua, suelo, aire, flora, fauna),
- Análisis técnico que indique cuales son los afectados por la contingencia.
- Mapas donde se detallen el área afectada, los cuerpos hídricos, pobladores más cercanos e identificados los afectados. La ubicación de los pobladores afectados, etc.
- Y las acciones ejecutadas para remediar la contingencia, deben estar especificadas la aplicación o no del plan de contingencias.

Adicionalmente de acuerdo al artículo 12 de mismo Reglamento, se debe implementar un programa de monitoreo de los esteros cercanos y de la remediación de suelos contaminados, considera además la elaboración de informes periódicos de los avances de los trabajos de remediación aplicados.

## *CAPITULO 2*

## **2. METODOLOGÍA**

Con la finalidad de cumplir con los objetivos propuestos en el proyecto por la SPA y la DINAPA, fue necesario consultar la legislación ambiental vigente, las disposiciones legales y reglamentarias para el sistema de gestión ambiental de las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador, los procesos y metodologías ambientales especiales para su observación y cumplimiento, por el sistema Petroecuador. La ejecución se realizó por cada área (Auca, Lago Agrio, Libertador, Sacha, y Shushufindi; incluye los campos MCD, Bihuino y Huachito operados por SIPEC desde el 2002), campo, plataforma, pozo, línea de flujo en Petroproducción. Por instalaciones y complejos Industriales en Petroindustrial, Oleoductos, Poliductos, Terminales, Beaterios, etc., en Petrocomercial. Adicionalmente se realizó el trabajo en el SOTE, sus Estaciones y Terminal de Balao. La metodología utilizada se detalla a continuación:

### **2.1 Revisión de la Información Ambiental**

Dentro de la metodología propuesta por la SPA/DINAPA, se revisó la información ambiental hidrocarburífera del Sistema Petroecuador desde el año 1996 hasta mediados del mes de marzo del 2004, principalmente: Términos de Referencia para EIA y AA, Estudios de Impactos Ambientales (Diagnósticos Ambientales), Planes y Programas de Manejo Ambiental, Auditorias Ambientales, puntos de monitoreo presentados para cada una de las instalaciones requeridas dentro de la Reglamentación Ambiental vigente, reportes de Monitoreo Ambiental interno, comunicaciones y denuncias que reposan en los archivos del Ministerio de Energía y Minas. Se revisó además la información emitida y/o solicitada (observaciones a los diferentes estudios, recomendaciones, solicitud de información complementaria, condicionamientos previa aprobación, etc.) por las Dependencias Ministeriales dentro del programa de Control y Seguimiento Ambiental.

### **2.2 Análisis de la Información Ambiental**

Se analizó y sistematizó adecuadamente la información ambiental de Petroecuador, por Bloque o Área de trabajo, Campo, pozo, estado actual y año de ejecución, etc. Esta consulta legal permitió extractar los temas más relevantes y de interés, permitiendo diseñar algunas matrices que facilitaron y/o facilitan el control y

seguimiento de la gestión ambiental desarrollada en las actividades y proyectos que ejecuta PETROECUADOR, de la misma manera permitió determinar los niveles de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias, así como requerimientos solicitados por las autoridades de control ambiental (MEM, SPA, DINAPA, Ministerio del Ambiente, Autoridades Regionales, provinciales y cantonales, involucradas en cada una de las actividades hidrocarburíferas, dentro del área de influencia), y establecer el grado de cumplimiento al Marco Legal para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

FILIAL: PETROPRODUCCIÓN				CAMPOS: CONTROL Y SEGUIMIENTO AMBIENTAL									MEM, SPA/DINAPA	
Compañía: PETROECUADOR				Identificación de operaciones, etc.			Informes de Remedación/ o Manejo Ambiental						Elementos para presuditoria	
Bloque / área de trabajo	Campo / Estación	Pozo	Proyecto / actividad / Instalación	Solicitados (dd-mm-aa)			Presentados (dd-mm-aa)			Aprobados (dd-mm-aa)			Implicaciones y/o recomendaciones para la auditoría ambiental	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
AUCA														
	AUCA	Auca Inyect-1	INYECTOR	16-ago-02										Sol. Adoptar medidas sobre los desechos
		Auca -02	PLATAFORMA	16-ago-02										Sol. Adoptar medidas sobre los desechos
		Auca-08	PLATAFORMA	16-ago-02										Sol. Adoptar medidas sobre los desechos
		Auca-17	REINYECTOR	13-oct-98	16-Ago-02 <sup>(1)</sup>									Sol. Información de origen de contamina..
		Auca-26	PISCINA	16-ago-02 <sup>(1)</sup>										Sol. Trabajos de remed. Of CSA458-02

En las tablas de los anexos No. 1 a 9, describen como se clasificó la información revisada y analizada.

## 2.3 Sistematización SPA/DINAPA

La implementación de un Sistema Nacional de Información Ambiental constituye un instrumento útil para aplicar el capítulo IV (de la capacitación y difusión) y capítulo V, título V (de la información y vigilancia ambiental) de la Ley de Gestión Ambiental.

Toda la información de campo (inclusive las observaciones de la comunidad) y de laboratorio procesada, sistematizada y archivada de manera funcional en una Base de Datos, en lo posible relacionado con un Sistema de Información Geográfica. Produciéndose dos tipos de información:

1. Informe detallado que se remite a la empresa y a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.
2. Informe sintetizado con interpretaciones y explicaciones verbales que se publica a través del Sistema Nacional de Información Ambiental en forma de boletines periódicos y/o una página Web.

### 2.3.1 Procedimiento seguido

Con el propósito de obtener la información de las actividades que ejecuta actualmente y ejecutó PETROECUADOR se realizaron varias revisiones de la información

ambiental del sistema Petroecuador que reposan en los archivos del Ministerio de Energía y Minas (SPA, DINAPA, DNH, etc.) y en Petroecuador (GPA-PE).

1. Se consultó la Unidad de Planificación Corporativa para obtener los Proyectos de todo el Sistema PETROECUADOR y a la Gerencia de Protección Ambiental-GPA, como la entidad que coordina las actividades ambientales de Petroecuador y administra un fondo corporativo para la prevención de la contaminación para conocer la gestión ambiental del Sistema.
2. Una vez realizadas las consultas señaladas, se revisaron la documentación y los archivos generales que contienen todas las comunicaciones de la SPA/DINAPA, de donde se obtuvieron los datos de la correspondencia mantenida con Petroecuador desde 1996 hasta marzo de 2004, lo que sirvió de referencia para convalidar con la información de la GPA, de las Filiales y de Oleoducto para determinar los cumplimientos y los no cumplimientos en la gestión ambiental del Sistema Petroecuador.
3. Se consultó con la DNH para corroborar las actividades y proyectos realizados por Petroecuador.
4. Se revisaron además algunas publicaciones de PETROECUADOR (Petrosucesos, boletines, e informes anuales) también fueron analizadas, en donde se hace referencia a planes y proyectos realizados y logros alcanzados y planificación a futuro.
5. Seguidamente se revisó la información existente en la Dependencia Ministerial, se revisaron las diferentes comunicaciones enviadas por parte de la SPA/DINAPA, y las remitidas por parte de Petroecuador, sus Filiales, el SOTE y la Gerencia de Protección Ambiental-PE.
6. Luego de revisadas y clasificadas las diferentes comunicaciones, se registraron en una base de datos construidas en hojas electrónicas (Microsoft Office Excel), las mismas de detallan a continuación:
  - a) Las comunicaciones enviadas por parte de la SPA/DINAPA a partir del año 1996 hasta el 2000 se registraron en diferentes hojas electrónicas denominadas **Comunicaciones\_ENVIADAS\_1996-2000**.

**SISTEMATIZACION DE LA INFORMACIÓN AMBIENTAL DEL SISTEMA PETROECUADOR**  
SEGUIMIENTO DE COMUNICACIONES ENVIADAS

MEM/SPA/DINAPA

AÑO: 1999

No	ORI GEN	DES TINO	OFICIO				ASUNTO	
			No. ENVIADO	FECHA	RESPUESTA	FECHA	FIL	DESCRIPCION
	SPA-DIN	PPR	DINAPA-H-038-99	26-ene-99				Solicita remitir copia descripción técnica adoptada respecto a mantener las vías de acceso y plataforma de los Pozos Cristal-01 y Rubi-01. ref. Of. PSPE-784-OPR-98 del 23-Oct-98.

- b) Las comunicaciones enviadas a partir del año 2001 (luego de la expedición del DE 1215) se separaron en dos grupos: 1) comunicaciones para la aprobación de TDR y EIA y/o Diagnósticos Ambientales para los diferentes proyectos ó instalaciones y 2) comunicaciones diferentes dentro del programa de control y seguimiento realizado por la Dependencia Ministerial, de acuerdo a lo establecido en la Reglamentación Ambiental Vigente.

Las hojas electrónicas denominadas, **Comunicaciones\_ENVIADAS\_CSA\_2001-2007** y **Comunicaciones\_ENVIADAS\_EEA\_2001-2007** registran esta documentación.

**SISTEMATIZACION DE LA INFORMACIÓN AMBIENTAL DEL SISTEMA PETROECUADOR**  
SEGUIMIENTO DE COMUNICACIONES ENVIADAS (EEA)

MEM/SPA/DINAPA

AÑO: 2002

No	ORIGEN	DES TINO	OFICIO				ASUNTO	
			No. ENVIADO	FECHA	RESPUESTA	FECHA	FIL	DESCRIPCION
	SPA-DIN	PPR-PE	DINAPA-EEA-010-2002	08-ene-02	2670-PPR-OPE-AMB-2002	25-may-02	PPR	El EIA y PMA para la perforación del pozo Exploratorio Aguas Ngras-01, en el área Libertados es duevelto para su reformulación.
	DINAPA	PCO-PE	DINAPA-EEA-164-2002	14-feb-02	GEN.GEN.046-02		PCO	Esta Dependencia Ministerial solicita la reformulación de los TDR para la elaboración de el Diagnóstico Ambiental y PMA del depósito Marítimo "Hualtaco" ubicada en la Parroquia Hualtaco, Contón Huaquillas, provincia de El Oro.

- c) Los diferentes oficios y comunicaciones enviados por la SPA a Petroecuador, sus Filiales, GPA y distintas dependencias a partir del año 2001, se registran en la hoja electrónica denominada **Comunicaciones\_ENVIADAS\_SPA-2001-2007**.

**SISTEMATIZACION DE LA INFORMACIÓN AMBIENTAL DEL SISTEMA PETROECUADOR**  
SEGUIMIENTO DE COMUNICACIONES ENVIADAS (SPA)

MEM/SPA/DINAPA

AÑO: 2001

No	ORI GEN	DES TINO	OFICIO				ASUNTO	
			No. ENVIADO	FECHA	RESPUESTA	FECHA	FIL	DESCRIPCION
	SPA	PE	0027-SPA-2001	16-feb-01				Solicita se presente a la SPA los programas y/o proyectos de remediación previo al concurso de licitaciones a Empresas.
	SPA	PE	0054-SPA-2001	21-mar-01				Remiten ellistado de los consultores ambientales calificados por el MEM.
	SPA	PE	078-SPA-2001	23-abr-01				Remite una copia de los TDR elaborados para la Auditoría Ambiental de La REE.

- d) Las diferentes comunicaciones remitidas por parte del Petroecuador, sus Filiales, y otros estamentos que forman parte de la empresa petrolera del Estado se registran en las hojas electrónicas denominadas; **Comunicaciones\_RECIBIDAS\_1996-2000** y **Comunicaciones\_RECIBIDAS\_2001-2007**.

**SISTEMATIZACION DE LA INFORMACIÓN AMBIENTAL DEL SISTEMA PETROECUADOR**  
**SEGUIMIENTO DE COMUNICACIONES RECIBIDAS**

MEM/SPA/DINAPA

AÑO: 2004

No	ORIGEN	DES TINO	OFICIO			ASUNTO DESCRIPCION	
			No. ENVIADO	FECHA	RESPUESTA		
	DEREPA	SPA-DIN	005-DEREPA-RA 2004	05-ene-04	SPA-DINAPA-CSA-0400993	26-ene-04	Se recibe el reporte de inspección efectuada por el delegado del DEREPA-RA, referente al derrame en la Plataforma del Pozo Lago Agrio 27 (Bomba Quintuple), el 05-ene-2004.
	PCO-PE	SPA-DIN	9930 PCO-GRN-GPI-2003	06-ene-04	SPA-DINAPA-CSA-0400994	26-ene-04	Se notifica sobre el derrame de 1900 barriles de Diesel D", producido el 17-Dic-2003 en el poliducto Esmeraldas-Quito, Pk 142+150, sector Valle Hermoso.

Esta sistematización de la información ambiental, (documentos, estudios, informes, comunicaciones, etc.), permitieron construir las diferentes matrices que se detallan en los anexos números 1 al 9, de cumplimientos y no cumplimientos a la Reglamentación ambiental para la vigente (DE 1215 y otros) por parte de la empresa Estatal.

### 2.3.2 Levantamiento de Información Ambiental

Una vez que se obtuvo la información sobre los proyectos planificados en los años objeto de este trabajo, se trató de corroborarlos en cada una de las Filiales, se obtuvieron datos de Petroproducción, más no así de Petroindustrial, Petrocomercial y Oleoducto. La Gerencia de Oleoducto Transecuatoriano y las Filiales PETROINDUSTRIAL y PETROCOMERCIAL, manejan su gestión ambiental, a través de la Gerencia de Protección Ambiental de PETROECUADOR; se tomó contacto con:

- UNIDAD DE PLANIFICACION CORPORATIVA, Allí se obtuvo la información respecto a todos los proyectos corporativos para los años 1997 al 2001, que planificó el Sistema PETROECUADOR, consolidando toda la información y planificación de los proyectos para las dependencias y las Filiales del Sistema, proyectos que a su vez fueron presentados por cada una de las filiales. No existe información del año 1996 en esa dependencia.

Cabe señalar que de las actividades y proyectos proporcionados por esta unidad, se registraron solamente los que corresponden a los trabajos de campo y en su ejecución causan alguna contaminación ambiental y por ende requieren previamente una gestión ambiental enmarcada en el RS-RAOHE, más no así con la actividades de: estudios de Ingeniería, diseños, modelos matemáticos, adquisición de bienes y equipos, reemplazo e instalación de equipos: bombas, instrumentos, sistemas de control, que no se los registró para corroborar su cumplimiento ambiental.

- GERENCIA DE PROTECCION AMBIENTAL, referidos por la Unidad Ambiental de la Gerencia de Oleoducto, por Ingeniería de Petrocomercial y la Unidad Ambiental de Petroindustrial, como la dependencia de PETROECUADOR matriz, que tiene centralizada la información ambiental de todas las actividades y proyectos en ejecución de estas Filiales y que maneja un fondo corporativo para la prevención de la contaminación.

Revisado el Plan Operativo para el año 2001, los informes anuales de las actividades desarrolladas por esta Gerencia en los años 1998, 1999, 2000 y 2001, enviados a comienzos de cada año, inmediato posterior al analizado, a su autoridad superior, Presidencia Ejecutiva, dentro del Sistema Petroecuador, más no así a la autoridad ambiental. Allí también se revisó el archivo de las comunicaciones cursadas entre Petroecuador y la SPA y/o la DINAPA (memos externos). Se revisó, en forma regresiva, de los años 2003, 2002, 2001, 2000, 1999 y 1998. No se revisó la información anterior, al año 1998 ya que la de 1999 y 1998 era escasa, no está clasificada por temas, pues se trata de un archivo cronológico general y era muy posible que tampoco exista en archivo central de Petroecuador, (período mayor a cinco años).

- GERENCIA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO-OTE, Inicialmente, la Subsecretaría de Protección Ambiental, no consideró obtener información de esta dependencia; pero, por tratarse de una unidad operativa, fue necesario realizar la consulta respectiva.

Es una unidad operativa que es parte de Petroecuador Matriz; pero, realmente, no se obtuvo ninguna información ya que toda su gestión ambiental lo realiza la Gerencia de Protección Ambiental.

En los informes de las actividades desarrolladas por la GPA, se encontró que existen actividades realizadas para la Gerencia de Oleoducto.

- UNIDAD DE ADMINISTRACION DE CONTRATOS PETROLEROS-UACP, Esta dependencia se encarga de administrar todos los contratos para exploración y explotación de hidrocarburos que tiene suscritos PETROECUADOR en representación del Estado Ecuatoriano, se tomó contacto con esta unidad con el propósito de conocer los procesos licitatorios que lleva adelante el Sistema PETROECUADOR y la observancia de los requisitos ambientales en dichos procesos.

Para las 7ª y 8ª. Rondas no se requirió ningún pronunciamiento previo; pues, el Reglamento anterior para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, DE 2982, (RAOH, publicado en el Registro Oficial No. 766 del 24 de agosto de 1995), no señalaba ninguna exigencia al respecto.

Para los Campos Marginales fue un proceso licitatorio que lo condujo la Filial Petroproducción, y,

Para la Novena Ronda de Licitación Petrolera Internacional, se tuvo programado realizar contactos con la SPA, para que emita su criterio previo a la convocatoria de la licitación que se llevará a cabo próximamente, (V.H. ARIAS, 2002).

- PETROPRODUCCION, Filial de PETROECUADOR, esta Filial es la que realiza mayor actividad de campo, ya que su área de responsabilidad es muy extensa en la Región Amazónica Ecuatoriana, se revisaron los archivos existentes en esta dependencia, consistentes en estudios de impacto ambiental, planes de contingencia y otra información referente a la gestión ambiental de la Filial, así como también se revisaron los archivos que contienen las comunicaciones cursadas entre esta Filial y la autoridad ambiental (SPA, DINAPA) y algunas con la Gerencia de Protección Ambiental.
- PETROINDUSTRIAL, esta Filial existe una pequeña unidad que se encarga de la gestión ambiental de la filial, desde diciembre de 1998. Pero toda la gestión ambiental lo realiza en coordinación con la Gerencia de Protección Ambiental, que es donde se obtuvo la información que se mencionó anteriormente. No mantienen ningún control ni seguimiento sobre la gestión ambiental de los proyectos y actividades a cargo de esta Filial,
- PETROCOMERCIAL, filial de PETROECUADOR que se encarga de la comercialización de los derivados de petróleo en el mercado interno y tiene a su cargo proyectos de almacenamiento, ductos, puertos de despacho y recepción de productos refinados y centros de distribución de derivados de petróleo.  
En esta Filial se obtuvo la información sobre la proforma presupuestaria de inversiones para los años 1998 hasta el año 2002, no tenían de los años anteriores. Los datos contenidos en esta información, coinciden con los datos que constan en los planes corporativos entregados por planificación corporativa de Petroecuador. No tienen información sobre la gestión ambiental, ya que al igual que en

Petroindustrial, es la GPA, quien se encarga de cumplir esta actividad; sin embargo, se programó implementar a partir del 2002 una unidad de Protección ambiental y seguridad industrial. Resolución que ya fue adoptada a finales de febrero del mismo año, (V.H. ARIAS, 2002).

En la SPA y DINAPA fueron revisados los archivos que contienen información de la correspondencia cursada entre esta autoridad ambiental y el Sistema PETROECUADOR desde el año 1996 hasta marzo de 2004, la cual sirvió para hacer un seguimiento de los proyectos y actividades ejecutadas por Petroecuador hasta la fecha y establecer los cumplimientos y no conformidades ambientales de las actividades del Sistema PETROECUADOR y las disposiciones contenidas en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RS-RAOHE).

Se revisaron también los archivos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH, para corroborar las actividades y los proyectos ejecutados por Petroecuador, sin obtener una información detallada de lo ejecutado, ya que la referencia que lleva la DNH es solamente de las actividades que tramitan su autorización para ejecución en esa dependencia, en base a lo solicitado por PETROECUADOR. Otras actividades las ejecuta Petroecuador internamente y muchas no requieren la autorización de la DNH.

### **2.3.3 Actividades PETROECUADOR 1996-2004.**

De la revisión de información, se pudo establecer que PETROECUADOR creó una Unidad de Protección Ambiental a inicios de los años 90', para cumplir con la preservación del equilibrio ecológico, mediante la prevención y el control de la contaminación ambiental así como de evitar que las actividades de PETROECUADOR y las Filiales, afecten negativamente a la organización económica y social de las poblaciones asentadas en las zonas donde éstas realizan sus actividades, como lo dispone la Ley Especial de creación de la empresa estatal y sus Filiales, unidad que se la jerarquizó a nivel de Gerencia de Protección Ambiental-GPA de PETROECUADOR, a finales del año 2000, (V.H. ARIAS, 2002).

Luego de la revisión de toda la información proporcionada para el presente trabajo, se puede colegir de una manera general que:

- En todo el Sistema Petroecuador no se cumple con el envío a la autoridad ambiental, de los Planes y presupuesto para el año siguiente; pero, esto tiene una

explicación que tiene que ver con su organización, funcionamiento y disposiciones legales. Sus planes y presupuestos requieren del análisis previo de algunos organismos gubernamentales y su aprobación por parte del Directorio sucede siempre en el transcurso de los primeros meses del año en ejercicio.

- Petroecuador y su filial Petroproducción no cumplen o cumplen parcialmente (fuera de tiempo) con la disposición de enviar a la autoridad ambiental los informes anuales de la gestión ambiental realizada en el año anterior; pero, se explica más adelante, al hacer el análisis de los cumplimientos e incumplimientos de cada una de las filiales.
- No cumplieron Petroecuador y sus filiales con las disposiciones del Reglamento Ambiental para operaciones Hidrocarburíferas anterior (Decreto 2982)
- Petroecuador y sus filiales no cumplieron (o cumplieron parcialmente) con las disposiciones transitorias: primera, segunda y cuarta del RS-RAOHE
- Petroproducción, G-OPE y Petrocomercial en la mayoría de los casos informan cuando han sido de dominio público y después de un tiempo ( o no informan) a la SPA/DINAPA sobre los siniestros ocurridos en las instalaciones de las filiales, tampoco de las medidas a tomarse en estos casos
- No existe ninguna coordinación con la autoridad ambiental para los trabajos de remediación en áreas contaminadas ó recuperación en áreas con impacto ambiental
- No existe coordinación para los programas sociales y/o indemnizaciones previas a la ejecución de actividades de descontaminación o recuperación.

### **2.3.3.1 Actividades PETROPRODUCCIÓN**

La Filial **PETROPRODUCCION**, también cuenta con una unidad de protección ambiental, desde 1993-94, que se encarga de la gestión ambiental de esta filial, para sus operaciones de: exploración, desarrollo y producción, contratando y preparando estudios de impacto ambiental, para todos sus proyectos y planes de contingencia para las operaciones de desarrollo y producción que lleva a cabo.

De la revisión de sus archivos generales que contienen la correspondencia enviada y recibida por esta Filial, se pudo establecer que tampoco existe una relación entre todos los proyectos contenidos en los listados entregados por Planificación Corporativa de PETROECUADOR y los ejecutados por la Filial. Existen proyectos ejecutados fuera de ésta planificación corporativa y no todos cuentan con los estudios ambientales

correspondientes. En años anteriores a la emisión del Reglamento Sustitutivo del RAOHE, no todos los estudios se enviaron a la autoridad ambiental para su conocimiento y aprobación, tampoco los términos de referencia previos a estos estudios. Hubo una coordinación entre la unidad de protección ambiental y la GPA a partir del año 2001 para la rehabilitación de áreas e instalaciones con algún nivel de contaminación ambiental, (V.H. ARIAS, 2002).

De los proyectos y actividades programadas solamente se cumplió con la gestión ambiental de algunas actividades y otras de las ejecutadas por la Filial, como señalo en el siguiente detalle:

**a) Para el año 1996**

No hay la referencia de una planificación para este año, solamente actividades realizadas por esta Filial de manera independiente, que al igual que las de los años anteriores, no debieron haber sido considerados en la planificación corporativa para este año. Para estas actividades y proyectos preparó y cumplió con algunos requisitos ambientales y mantuvo una relación con la autoridad ambiental. La gestión ambiental realizada para estas actividades es la siguiente:

- Presentó proyectos de perforación dentro de su programación anual: perforación exploratoria en los pozos Vista Sur-este, Sansahuari Oeste-01, Sacha-145, Quilla-01, Armadillo Sur-01
- Obtuvo un pronunciamiento previo para la conversión a pozos inyectores: Aguarico-07 y Atacapi-03
- Realizó la coordinación técnica para:
  - Rehabilitación ambiental de las piscinas de Texaco
  - Inspección ambiental para los campos Cuyabeno y Sansahuari
- Realizó la coordinación para proyectos de remediación de:
  - Las piscinas de Texaco
  - Plataformas Sacha 69, 79 y 90
- Inspección ambiental para los campos Cuyabeno y Sansahuari
- Obtuvo la aprobación de los TDR y EIA para la perforación de los pozos Sansahuari Oeste-01 y Armadillo Sur.
- Obtuvo la aprobación de los EIA para la perforación exploratoria de los pozos Vista Sur-este, Sacha-145 y Quilla-01

**b)** En el **año 1997** se realizó la gestión ambiental para los siguientes proyectos:

- Aprobación de los TDR y EIA para la sísmica 2D/3D para Sacha Sur, Culebra, Huamayacu, Yuca, Pindo y Oglán
- Aprobación de los TDR y EIA para la perforación exploratoria en Armadillo Sur-01 y Huamayacu.
- Aprobación del EIA para la perforación exploratoria en Sansahuari y Vista Sur.
- Realizaron la coordinación técnica para la reinyección de aguas de formación para los campos: Tetete, VHR, Pucuna, Paraíso y Sacha.
- Realizaron la coordinación técnica para la elaboración de los Planes de Contingencia para los campos: Yuca, Libertador, Tapi, Tetete, Frontera, Atacapi y Parahuacu.
- Esta Filial realizó actividades y ejecutó proyectos que no estuvieron considerados en la planificación corporativa para este año (1997). Para estas actividades y proyectos si preparó y cumplió con algunos requisitos ambientales y mantuvo una relación con la autoridad ambiental. La gestión ambiental realizada para estas actividades es la siguiente:
- Coordinación Técnica para la construcción de la vía Interoceánica por parte de la compañía brasileña Odebretch en Sucumbíos, que causaba algunos inconvenientes a las instalaciones de la Filial.
- Realizó coordinación técnica y obtuvo la aprobación de los TDR y EIA para las actividades de sísmica 3D en Sacha Sur
- Realizó coordinación técnica y obtuvo la aprobación de los TDR y EIA para la perforación exploratoria en Huamayacu-01
- Obtuvo la aprobación del EIA para el pozo exploratorio Cononaco-26
- Presentó los TDR para la construcción de la variante en la línea Guanta–Cuyabeno.

En las demás actividades programadas para este año (1997), no realizaron ninguna gestión ambiental para: perforación de 3 pozos de Avanzada y 22 pozos de desarrollo [ejecutó la perforación de 1 pozo exploratorio (Huamayacu) y 13 pozos de desarrollo, según el reporte de la DNH)], construcción de facilidades (10 proyectos en estaciones de producción, 9 en estaciones de bombeo), inyección de agua de formación (6 proyectos), líneas de flujo (7 proyectos), construcción de diferentes obras civiles (8 actividades), 5 de generación eléctrica y 3 actividades para medio ambiente, en los diferentes campos del Distrito Amazónico.

No se ha realizado ninguna auditoria ambiental periódica ó a alguna fase o proyecto.

**c) En el año 1998**

- Aprobación de los TDR y EIA para el programa sísmico 2D/3D para Sacha y Huamayacu.
- Aprobación de los EIA para la perforación exploratoria en Sansahuari Oeste-01
- Aprobación de los TDR y EIA para la perforación exploratoria en Armadillo, Armadillo Sur, Huamayacu y Sansahuari.
- Coordinación técnica para reinyección de agua de formación en el campo Tetete, Frontera, VHR y Paraíso.

Esta Filial realizó actividades y ejecutó proyectos que no estuvieron considerados en la planificación corporativa para este año (1998). Para estas actividades y proyectos si preparó y cumplió con algunos requisitos ambientales y mantuvo una relación con la autoridad ambiental. Las gestiones ambientales realizadas en las actividades son las siguientes:

- Presentaron el informe Anual de Actividades correspondiente al año 1997
- Obtuvieron el pronunciamiento previo para el manejo de los fondos entregados por Texaco a las federaciones FOISE y FCUNAE
- Realizaron la coordinación técnica para los proyectos:
  - Sísmica 2D para los campos Sacha, Auca, Cononaco, Parahuacu y Atacapi,
  - Plan de Contingencias para el campo Yuca, y
  - Plan de Contingencias para Lago Agrio
- Obtuvieron la aprobación de los TDR y EIA para los proyectos:
  - Sísmica 2D para los campos: Sacha, Auca, Cononaco, Parahuacu y Atacapi
  - Sísmica 2D para los campos Orlan-Vuano
  - Sísmica 2D para los campos: Culebra, Yulebra, Yuca Sur, Huamayacu, Palanda, Pindo, Parahuacu y Atacapi
- Obtuvieron la aprobación de los EIA para los proyectos: Sísmica 3D en Sacha Sur y sísmica 2D para Lilián, Cuyabeno, Cofanes y Siona.
- Presentaron los EIA para el Plan de Contingencias para los campos Cuyabeno y Sacha

En las demás actividades programadas para este año (1998), no realizaron ninguna gestión ambiental para: 5 proyectos para perforación de desarrollo (se ejecutó la perforación de 1 pozo de avanzada y 6 pozos de desarrollo, según el reporte de la

DNH), construcción de facilidades (5 proyectos en estaciones de producción, 3 en estaciones de bombeo), inyección de agua de formación (4 proyectos), líneas de flujo (7 proyectos), construcción de diferentes obras civiles (12 actividades), 3 de generación eléctrica y 6 actividades para medio ambiente, en los diferentes campos del Distrito Amazónico.

No se ha realizado ninguna auditoria ambiental periódica ó a alguna fase o proyecto.

**d) En el año 1999**

- Aprobación de los TDR y EIA para el programa de sísmica 2D/3D para Sacha y Huamayacu.
- Aprobación de los TDR y EIA para la perforación exploratoria en Armadillo y Huamayacu.
- Aprobación de los EIA para la perforación exploratoria en Sansahuari Oeste-01
- Coordinación técnica para el sistema cerrado de reinyección de agua de formación, no especifica en que campos se cumplió esta actividad.
- Cumplieron requisitos ambientales en otras actividades que no estuvieron dentro de la planificación corporativa: a saber:
- Aprobación de los TDR y EIA para los campos: Shushufindi, Sacha, Libertador, Auca y Cononaco.
- Coordinación técnica para el tratamiento de reinyección de agua de formación para los campos: Cononaco, Sansahuari, VHR, Paraíso, Bermejo Norte y Sur.
- Coordinación técnica y aprobación de los TDR y EIA para el pozo exploratorio en Palo Azul centro-01
- Coordinación técnica para la determinación de los Pasivos Ambientales de los campos Marginales: Palanda, Yuca Sur y Pindo
- Coordinación técnica y aprobación de los TDR y EIA para la sísmica 3D en los campos: Huamayacu, Culebra, Yulebra y Anaconda.
- Coordinación para la remediación y aprobación de los TDR y EIA para la sísmica en los campos Olgán-Vuano.
- Coordinación técnica para la remediación de suelos contaminados en el campo Cuyabeno-09
- Coordinación técnica para la determinación de pasivos ambientales de los campos marginales.
- Si presentan el Informe Anual de Actividades ejecutadas en 1998

En las demás actividades programadas para ese año (1999) , no realizaron ninguna gestión ambiental en los siguientes actividades: 5 proyectos para perforación de desarrollo (se ejecutó la perforación de 2 pozos de avanzada y 7 pozos de desarrollo, según el reporte de la DNH), construcción de facilidades (7 proyectos en estaciones de producción, 2 en estaciones de bombeo), inyección de agua de formación (6 proyectos), líneas de flujo (3 actividades), construcción de diferentes obras civiles (9 actividades), 3 de generación eléctrica y 3 actividades para remediación ambiental, en los diferentes campos del Distrito Amazónico, (V. H. ARIAS, 2002).

No hay ninguna referencia de haber realizado auditoria ambiental a algún proyecto.

#### **e) En el año 2000**

- Se presentaron y fueron aprobados los TDR y los EIA para el Programa de Sísmica 2D/3D para los campos Sacha y Huamayacu
- Se presentaron el EIA para la elaboración de los Planes de Contingencia para los campos Auca y Lago Agrio
- Cumplieron requisitos ambientales en otras actividades que no estuvieron dentro de la planificación corporativa, a saber:
  - Realizaron la presentación pública para la ejecución de la sísmica 3D en los campos: Sacha, Sacha Norte, Libertador, Auca, Cononaco, Culebra, Yulebra.
  - Presentaron los TDR, que fueron aprobados y los EIA para los mismos proyectos anteriores: Sacha, Sacha Norte, Libertador, Auca, Cononaco, Culebra, Yulebra. Realizaron coordinaciones técnicas y presentaron los TDR y el Diagnóstico Ambiental, que fue aprobado para el proyecto ITT
  - Presentaron el EIA para la sísmica 3D en los campos Parahuacu y Atacapi
  - Realizaron coordinaciones técnicas para la gestión social y presentaron los TDR que fueron aprobados y presentaron el EIA para los trabajos en el campo Coca-Payamino

En las demás actividades programadas para ese año (2000), no realizaron ninguna gestión ambiental en los siguientes proyectos:

Perforación de avanzada (no especifican los pozos ni los campos) y desarrollo (se ejecutaron 9 pozos de desarrollo, según el reporte de la DNH), construcción de facilidades (5 proyectos en estaciones de producción, 4 en estaciones de bombeo), inyección de agua de formación (6 actividades), líneas de flujo (6 actividades), construcción de diferentes obras civiles (8 actividades), 2 de generación eléctrica y

obras para actividades ambientales expresamente (7 actividades), en los diferentes campos del Distrito Amazónico..

No existe ninguna referencia de haber realizado auditoria ambiental de ningún proyecto, etapa o actividad.

**f) En el 2001**

- Presentaron y obtuvieron aprobación de los TDR y EIA para el programa de sísmica 3D/2D en Shushufindi,
- Presentaron y se aprobaron los TDR para la sísmica en el campo Libertador,
- Presentaron el Diagnóstico Ambiental del campo Libertador,
- Obtuvieron aprobación de los EIA para la perforación exploratoria en Sansahuari Oeste-01,
- Presentaron los TDR para la perforación exploratoria en Aguas Negras-01
- Presentaron el EIA y Plan de manejo Ambiental para sísmica 3D del Campo Libertador.
- Realizaron coordinación Técnica para la elaboración de los Planes de Contingencia (PDC) para los campos Auca y Lago Agrio. Aparece como repetido el del año 2000; pero, existen comunicaciones al respecto de que se realizaron las coordinaciones en los dos años, al igual que sucede en otras actividades y considero necesario mencionarlos tal como consta en la información obtenida.
- Cumplieron requisitos ambientales en otras actividades que no estuvieron dentro de la planificación corporativa: a saber:
  - Obtuvieron el pronunciamiento previo para el proceso licitatorio de los campos marginales (pasivos ambientales)
  - Coordinaron para los programas de control de inventario de emisiones líquidas y gaseosas en Lago Agrio y Guanta y para control de puntos de descarga en el campo Auca
- Obtuvieron la aprobación de EIA para:
  - La perforación de pozos de avanzada en los pozos Ishpingo-03 y 04 del proyecto ITT,
  - La perforación en el Cononaco-27
  - Presentaron los TDR para la elaboración de los Diagnósticos Ambientales de los campos: Shushufindi, Cononaco, Auca, Libertador, y Sacha

- Presentaron los TDR. para la perforación de pozo de avanzada en el Shushufindi-105.

En las demás actividades programadas para ese año: perforación de desarrollo (16 pozos ejecutados según el reporte de la DNH), construcción de facilidades (6 proyectos en estaciones de producción, 4 en estaciones de bombeo), inyección de agua de formación (4 actividades), líneas de flujo (5 actividades), construcción de diferentes obras civiles (8 actividades), 4 de generación eléctrica y obras para actividades ambientales expresamente (4 actividades), en los diferentes campos del Distrito Amazónico, no realizaron ninguna gestión ambiental...(V. H. ARIAS, 2002).

No hay ninguna constancia de que se haya realizado auditorias ambientales periódicas a algún proyecto o actividad, tampoco a la finalización de alguna etapa.

#### **g) En el 2002**

- Presentaron y obtuvieron la aprobación de los TDR del Diagnóstico Ambiental y Plan de manejo Ambiental para la construcción y perforación del pozo de desarrollo VHR-13 y facilidades de producción del campo VHR.
- Presentaron y obtuvieron la aprobación de los EIA y Plan de Manejo Ambiental para la construcción y perforación del pozo de desarrollo VHR-13 y facilidades de producción del campo VHR.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la construcción y/o ampliación de las plataformas, perforación de siete pozos de desarrollo y facilidades de producción en los campos Atacapi y Parahuacu.
- Presentador y obtuvieron la aprobación de el Diagnóstico Ambiental del campo Libertador.
- Presentador y obtuvieron la aprobación de el Diagnóstico Ambiental del campo Auca. Comprendido entre los pozos Auca-01 hasta Auca-45, el Auca Sur-01 y el Auca Sur-02.
- Se aprobó el Diagnóstico Ambiental de los campos Auca, Sacha y Libertador
- Presentaron y fueron aprobados el EIA y Plan de Manejo Ambiental para la perforación:
  - Pozo Exploratorio Aguas Negras-01, en el Área Libertador.
  - Pozos de desarrollo Secoya 33 y 34.
- Se presentaron los EIA y PMA de los pozos de desarrollo:
  - Cononaco 28, 29, 30 y 31,

- Yulebra-08 y Culebra-09.
- Auca-55, Yuca-01B
- Presentaron y aprobaron los TDR para EIA y Plan de manejo Ambiental para perforación de:
  - Pozos de desarrollo Cononaco 29 y 30 , Yuca -01B, Sacha 182, 183,186, Auca 55, Culebra-09, Yulebra-08 y Sansahuari Suroeste-01,
  - y la información complementaria del pozo Yulebra-08.
- Presentaron y obtuvieron la aprobación de los EIA y Plan de manejo Ambiental para la construcción y ampliación de plataformas para perforación de cuatro pozos de desarrollo y facilidades de producción en el campo Parahuacu.
- Presentaron y fue aprobado el proyecto de Remediación de cuatro piscinas dentro de la fase de abandono del pozo Parahaucu-3B.
- Presentaron y obtuvieron la aprobación de los TDR para EIA y PMA del pozo exploratorio Yasuní en el Proyecto integral ITT.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para EIA y PMA de los pozos de desarrollo Secoya 33 y 34.
- Se presentaron los EIA y PMA para la programación sísmica 3D de los proyectos Auca, Cononaco, Sacha y Sacha Norte.
- Presentaron la Auditoria Ambiental y operacional Interna de los campos: Shushufindi, Sacha, Libertador, Auca, y Cononaco.
- Se presentaron los TDR para el Diagnóstico y PMA del campo Puma y de los campos marginales: Chanangue, Ocano-Peña Blanca, Singue, Puma y Pacay.
- Presentaron el Presupuesto Ambiental para el 2002 y complementado con el Programa Ambiental.
- Se presentó en Informe ambiental final de la perforación del pozo Atacapi-10.
- Presentaron el informe ambiental anual de Petroproducción.
- Presentaron los puntos de Monitoreo de las descargas líquidas manejados dentro del área Auca, campos: Culebra-Yulebra, Anaconda, Conga, Armadillo y Rumiyacu.
- Se presentó el inventario de los puntos de monitoreo de descargas líquidas y emisiones a la atmósfera del área Sacha.
- Solicitaron y fueron aprobados el reacondicionamiento del Pozo Lago Agrio-16B para reinyección de aguas de formación.
- Presentaron y obtuvieron la aprobación del Proyecto de Remediación Ambiental de las piscinas de los campos:
  - Lago Agrio, Sacha y Libertador.

- Y de las líneas de flujo de los pozos Auca 15 y 27
- Se presentó el informe de descargas líquidas de los campos:
  - Lago Agrio y Guanta-Dureno y Shushufindi,
  - e información complementaria de las descargas líquidas de los campos: Lago Agrio, Guanta-Dureno y del área Auca

Se presentó también el proyecto de eliminación de 14 piscinas en el Distrito Amazónico de los campos Sacha y Paraíso

#### **h) En el 2003**

- Presentaron para su aprobación el EIA y PMA para la perforación del pozo Auca-55, cuyos TDR fueron aprobados en octubre de 2002.
- Presentaron los resultados del monitoreo ambiental trimestral del área Shushufindi correspondiente a los meses de noviembre y diciembre de 2002.
- Se presentó los TDR para la elaboración del PMA para los campos: Auca, Cononaco, Libertador, Sacha y Shushufindi.
- Se presentaron los informes de avances de proyectos ambientales y de las actividades que se desarrollan en el área Auca.
- Se remitieron para su aprobación los Diagnósticos y PMA para las actividades de construcción de las plataformas de los pozos Yuca-1B y Cononaco-29.
- Se presentaron para su aprobación los TDR para los EIA y PMA de los pozos de desarrollo Auca-51 y Auca-52, Auca-53, Auca Sur-03 y Auca Sur-04.
- Se presentó el informe final de Manejo Ambiental de la perforación del pozo VHR-13.
- Se presentaron para su aprobación los TDR para los EIA y PMA de los pozos de desarrollo: Lago Agrio-44, Lago Agrio-45, Shushuqui-18 y Shushuqui-20.
- Presentaron el estudio de reinyección de aguas de formación del pozo Shuara-18.
- Se presentaron los EIA de los pozos de desarrollo: Sacha-182, Sacha-183, Sacha-198 y Sacha-186.
- Se presentó SPA/DINAPA el EIA y PMA del pozo exploratorio Sansahuari Suroeste-01, luego de realizada la presentación pública en junio de 2003, y de los pozos Auca-51 y Auca-52.
- Se realizó y presentó la documentación aclaratoria del estudio de reinyección de aguas de formación del pozo Shuara-18.
- Se presentó el PMA de los campos: Auca, Cononaco, Libertador y Shushufindi.

- Se presentó el informe de las acciones ejecutadas y de la remediación ejecutada en la plataforma del pozo Sacha-2B.
- Se presentó los TDR para el Diagnóstico y PMA de Pozo Sacha-2B.
- Se presentaron los reportes de monitoreo ambiental interno de las descargas líquidas de las áreas: Lago Agrio y Shushufindi, del primer y segundo trimestre de 2003.
- Se realizaron y presentaron los TDR para los EIA y PMA del programa sísmico 3D de las áreas: Culebra, Yulebra, Anaconda, Lago Agrio y Yuca.
- Se presentó el estudio del Diagnóstico y PMA para el pozo Sacha-2B.
- Se presentó los reportes de monitoreo de descargas líquidas del tercer trimestre de 2003 de las áreas: Auca, Libertador, Sacha, Shushufindi, Lago Agrio-Guanta.
- Se presentaron el informe del tratamiento de aguas y lodos de perforación del pozo Sacha-2B.
- Se presentaron los EIA y PMA de los pozos de desarrollo: Lago Agrio-44 y 45, Auca Sur-03 y 04, Shushuqui-18 y 20.
- Se presentó los Planes de Remediación Ambiental para el tanque-2 del la estación Sacha Central.
- Se realizó y presentó el estudio de reinyección de las aguas de formación para el pozo Cononaco-12B.
- Se presentó para la aprobación la información complementaria del PMA del campo Libertador.

#### **i) En el 2004**

- Se presentó los TDR para el EIA y PMA de los programa Sísmico 3D de los campos:
  - TTT-Tapi-Ocano-Peña-Blanca.
  - Marian-Cuyabeno-Sansahuari y Lillian-VHR.
- Se presentaron y aprobaron los TDR para las AA del Campo Pañacocha y de los campos marginales: Chanangue, Ocano-Pena Blanca. Pacay y Singue.
- Se aprobaron el estudio de reinyección de aguas de formación del pozo Cononaco-12B.
- Se presentó el informe de monitoreo de descargar líquidas correspondientes a octubre y noviembre de 2003 del área Auca.

- Se presentaron y aprobaron los TDR para los EIA de los pozos verticales Cononaco-32, 33, 34 y 35.
- Se presentó para la aprobación los Estudios de Diagnóstico y PMA de los pozos de desarrollo Shushufindi-52B y Shushufindi-62B.
- Se aprobaron el PMA de los campos: Cononaco, Shushufindi.

### **2.3.3.2 Actividades PETROINDUSTRIAL**

La Filial **PETROINDUSTRIAL**, su gestión ambiental coordina con la GPA, cuenta con una pequeña unidad de protección ambiental que lo creó a finales de 1998 y están en formación unidades operativas en cada una de sus instalaciones. En coordinación con la GPA se está implementando programas de remediación para sus tres instalaciones de procesamiento industrial, como son: tratamientos de agua de drenaje, de fondo de tanques, colectores de aguas lluvias a la salida de las instalaciones, reforestación de áreas circundantes a las instalaciones, eliminación de piscinas y tratamiento de lodos (sludge) en las piscinas existentes. Se ha contratado una auditoria ambiental de la REE, documento que ha sido entregado a la GPA a principios del año en curso para su revisión y análisis. Esta Filial no cuenta con ninguna información ambiental de los proyectos de años anteriores.

#### **a) En el año 1997**

En todas las actividades programadas para este año por Petroindustrial para todas sus instalaciones no registraron ninguna gestión ambiental: 4 actividades de adecuación y ampliación industrial dentro de las refinerías, 1 actividad en la plantas de recuperación de gas asociado, 3 tanques de almacenamiento, 2 estaciones de bombeo, 2 actividades en estaciones de distribución de combustibles, 11 obras civiles en las instalaciones industriales, 2 proyectos de generación eléctrica y 3 para recuperación ambiental.

#### **b) En el año 1998**

En todas las actividades programadas para este año por Petroindustrial para todas sus instalaciones no registraron ninguna gestión ambiental: 7 actividades de adecuación y ampliación industrial dentro de las refinerías, 5 actividades en la plantas de

recuperación de gas asociado, 4 tanques de almacenamiento, ampliación de 500 m de línea submarina, 1 en líneas de flujo y la construcción e instalación de monoboya de amarre para buque de 3.500 DWT, 12 obras civiles en las instalaciones industriales, 2 proyectos de generación eléctrica y 4 para recuperación ambiental.

**c) En el año 1999**

Dentro de las actividades programadas para este año por Petroindustrial para todas sus instalaciones de refinación de petróleo fueron las siguientes:

- Realizó coordinaciones para la remediación de piscinas en REE.
- Realizó la coordinación para la descarga de aguas de la Refinería Esmeraldas al río, y realizó las coordinaciones para la gestión social para el proyecto.
- Las demás actividades aparecen sin ninguna gestión ambiental:
- Construcción de tanques (4 proyectos), recuperación de gas en el campo Sacha, 1 actividad en estaciones de bombeo al poliducto, 2 actividades en líneas de flujo, 11 actividades en obras civiles y 3 actividades de recuperación ambiental.

**d) En el año 2000**

Petroindustrial en el 2000 realizó las siguientes gestiones para sus instalaciones:

- Presentó los Términos de Referencia para la modernización de la Refinería de La Libertad.
- Realizó la coordinación técnica para la eliminación de quema de gas en Atacapi
- Las demás actividades aparecen sin ninguna gestión ambiental:
- Construcción de tanques (5 proyectos), 10 actividades referente a la ampliación, modernización e instalaciones en las refinerías, 2 actividades en estaciones de bombeo, 4 actividades en líneas de flujo, 5 actividades en obras civiles y 4 actividades de recuperación ambiental.

**e) En el año 2001**

- Presentó en el plan anual de actividades por parte de la filial y realizó coordinación técnica para la recuperación y remediación de las piscinas externas de la REE.
- Las demás actividades programadas y/o realizadas por parte de Petroindustrial aparecen sin ninguna gestión ambiental:

Construcción de tanques en sus diferentes instalaciones (6 proyectos), Captación de gas en Shushufindi, 2 actividades en estaciones de bombeo, 4 actividades en líneas de flujo (ductos), 14 actividades en obras civiles y 2 actividades de recuperación ambiental.

**f) En el año 2002**

En este año la filial realizó las siguientes actividades para sus instalaciones:

- Presentó y fueron aprobados los puntos de monitoreo de efluentes hídricos y emisiones en las instalaciones en las Refinerías de Esmeraldas, La Libertad y Complejo Industrial Shushufindi.
- Se presentaron los informes de monitoreo interno correspondientes a los meses de julio, agosto, septiembre y octubre de 2002 de descargas líquidas y emisiones gaseosas de las tres Refinerías de Petroindustrial.

**g) En el año 2003**

En este año Petroindustrial presentó los informes de monitoreo ambiental de los tres centros de refinación: REE, refinería La Libertad y complejo Industrial Shushufindi de los meses de noviembre y diciembre de 2002, además presentaron:

- El Informe Ambiental Anual del 2002 de los tres centros de refinación de Petroindustrial.
- Se remitieron el programa de remediación de suelos contaminados, sobre derrame del tanque Y-T8046 en REE.
- Se presentaron los informes de monitoreo ambiental de los meses de enero a septiembre de 2003, y del monitoreo realizado por la Universidad Central de las refinerías de Petroindustrial.
- Se realizaron los trabajos para solventar las no conformidades (NC) encontradas en la AA efectuadas:
  - Complejo Industrial Shushufindi
  - Refinería la Libertad
- Se presentaron también informes de contingencias ocurridas, informes de acciones emergentes, y de avances de trabajos de remediación ambiental, y para cada una de las contingencias presentadas en las diferentes instalaciones de Petroindustrial.

#### **h) En el año 2004**

Hasta febrero del presente año (2004) no se registró documentación de Gestión Ambiental remitida por la filial.

#### **2.3.3.3 Actividades PETROCOMERCIAL**

PETROCOMERCIAL tiene proyectos de ejecución presupuestaria iguales a los que constan en el listado entregado por Planificación de PETROECUADOR, excepto dos o tres en cada ejercicio. Tiene proyectado implementar una Unidad de Protección Ambiental, su organización fue ya aprobada el 28 de febrero del 2002. Por el momento, la gestión ambiental de sus proyectos mayores, los ha encargado a la GPA.

#### **a) Para el año 1997**

- Se aprobó el EIA para la construcción del depósito y distribución de combustible en Puerto Baquerizo, Galápagos.
- Se aprobó el EIA para la modernización de la gasolinera de Petrocomercial
- Se presentaron los TDR para el PMA del poliducto Esmeraldas-Quito

No existe ninguna información sobre las demás actividades; no tienen gestión ambiental, las siguientes: Almacenamiento (6 proyectos); 6 actividades en estaciones de bombeo; 3 actividades en poliductos; 1 obra civil y 1 actividad eléctrica.

#### **b) En el año 1998**

- Realizó la coordinación técnica para la ampliación, en general, de los almacenamientos en terminales y depósitos.
- Ha realizado la coordinación técnica y ha obtenido la aprobación del TDR para la ampliación del almacenamiento en la cabecera del poliducto Libertad- Pascuales-Manta.
- Ha realizado la coordinación técnica, de remediación y ha obtenido la aprobación del TDR y del EIA para la modernización de la gasolinera de Petrocomercial

Las demás actividades aparecieron sin ninguna gestión ambiental:

Reubicación del Terminal de GLP en el Beaterio; ampliación del almacenamiento de GLP en Pascuales; construcción de 5 tanques en diferentes terminales, varias obras de

adecuación técnica en los terminales de almacenamiento y distribución: 2 actividades en estaciones de bombeo; 3 actividades en poliductos; construcción de campamento en estación de Esmeraldas y 1 proyecto de acometida eléctrica.

**c) En el año 1999**

- Petrocomercial en este año registra haber presentado el EIA para la construcción de tanque en las cabeceras del poliducto Shushufindi.

Las demás actividades aparecen sin ninguna gestión ambiental: 2 proyectos de ampliación de almacenamientos; 2 de construcción de tanques; 2 actividades en estaciones de bombeo; 1 actividad en líneas de conducción (ductos), 1 actividad para la construcción de una estación de servicio en la isla San Cristóbal y 1 actividad de acometida eléctrica.

**d) En el año 2000**

Petrocomercial en este año realizó las siguientes actividades:

- Tramitó los TDR para:
  - El poliducto Pascuales-Cuenca-Machala,
  - La ampliación del Poliducto Shushufindi-Quito
  - Para la construcción del muelle en Santa Cruz
  - El cerramiento y ampliación en puerto Ayora
- Realizó coordinación técnica para trabajos de remediación y ha obtenido aprobación del EIA para la estación de Servicio en Quito.

Las demás actividades para este año aparecen sin ninguna gestión ambiental:

Reubicación del Terminal de GLP de el Beaterio; Ampliación de almacenamiento de GLP en Pascuales; Construcción de 6 tanques de almacenamiento en Beaterio, Pascuales, Santo. Domingo, cabecera del poliducto Shushufindi-Quito; 2 proyectos en ductos; y 2 proyectos de obras civiles.

**e) En el año 2001**

- Tramitó y fueron aprobados los TDR para el diagnóstico ambiental para la ampliación de almacenamiento de Pascuales y el Beaterio.
- Presentó TDR para:

- Construcción de tanques en el Beaterio y el Salitral
- Para los terminales en Pascuales y el Beaterio
- Para los terminales en El Salitral, Tres Bocas y Pascuales
- Para Terminal de las islas Baltra y Santa Cruz
- Para el EIA para el poliducto Pascuales-Cuenca-Machala
- Para la construcción de Terminal de Riobamba
- Realizó coordinaciones técnicas y obtuvo la aprobación del TDR para:
  - Terminal de almacenamiento de fuel oil en el Salitral, 3 Bocas y La Toma
  - Poliducto Libertad-Pascuales-Manta para
- Realizó coordinación técnica y obtuvo la aprobación del TDR y el EIA para la tubería de conducción entre las islas Baltra y Santa Cruz

Las demás actividades aparecen sin ninguna gestión ambiental:

Construcción de 2 tanques (100.000 Bls. en Pascuales y 65.000 en Sto. Domingo), 1 en la cabecera del poliducto Shushufindi-Quito, 2 de 40.000 Bis en El Beaterio y Pascuales; 2 proyectos en las estaciones de bombeo; 2 actividades en poliductos e instalación de equipo de despacho en la Refinería Amazonas.

#### **f) En el año 2002**

- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA) de la E/S “Sindicato de Choferes Profesionales” de Valencia.
- Presentaron TDR para la elaboración del Diagnóstico Ambiental y PMA del Depósito Marítimo “Hualtaco”, Huaquillas –El Oro.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA) del depósito de pesca Artesanal “Planta CPA” San Mateo, Esmeraldas.
- Se presentó el EIA y PMA del depósito de pesca Artesanal “Planta CPA”, San Mateo, Esmeraldas.
- Presentaron los TDR para elaborar el Diagnóstico Ambiental y PMA de la E/S “J. Guevara” en Santa Clara Provincia del Pastaza.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA) para la E/S “Payamino” en Cantón Francisco Orellana.

- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA), los puntos de monitoreo para el Terminal de productos limpios Ambato, Tungurahua.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA) para el depósito de Chaullabamba, de Cuenca.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA) para el depósito La Toma, en la ciudad de Loja.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para la Elaboración de EIA y Plan de Manejo Ambiental (PMA) para el depósito de productos limpios de la ciudad de Riobamba.
- Presentaron los EIA y Plan de Manejo Ambiental de:
  - Terminal el Beaterio, Quito
  - Terminal de productos limpios El Salitral
  - Terminal Fuel Oil, Guayaquil.
  - Deposito Baltra provincia de Galápagos.
  - Estación de Transferencia Tres Bocas, Guayaquil.
  - Terminal de Productos Limpios Pascuales Guayaquil.
- Presentaron y obtuvieron la aprobación de los TDR para EIA y PMA de los poliductos Quito-Ambato y Terminal Ambato.
- Presentaron y fueron aprobados el EIA y PMA para el depósito de combustibles “Jaramijó” en Manabí.
- Presentaron los TDR para EIA y PMA de las E/S :
  - “San Diego” en Daule-Guayas.
  - “Otavalo”, Otavalo-Imbabura.
  - “Arias Aldaz”, Ambato-baños, Tungurahua.
  - “Tesini”, S. A, Arenillas, El Oro.
  - “Llerena”, Gualaquiza, Morona Santiago.
- Presentaron EIA (DA) y PMA de las E/S:
  - “El Cisne” en P. V. Maldonado –Pichincha.
  - “Payamino”, cantón Coca, provincia de Orellana.
  - “Reyes”, Salinas, Guayas.
  - “Sindicato de Choferes de Valencia”, Los Ríos.
  - “Estasol”, Sucúa-Macas, Morona Santiago.
  - “Santa Marianita”, Manta, Manabí.

- "Sosichoque", Quevedo, Los Ríos.
- "Petrolvy" de San Lorenzo-Esmeraldas.
- "El Galeón", Jipijapa, Manabí.
- "El Oso", Duran-Tambo, Guayas.
- Presentaron y fueron aprobados los TDR para EIA y PMA del Terminal Posorja en Guayaquil.
- Fueron presentados los Diagnósticos (EIA) y PMA de los centros de distribución de combustible para pesca artesanal:
  - Terminal Marítimo "Posorja", Posorja-Guayaquil, Guayas.
  - Centro pesquero artesanal "Jaramijó".
- Se presentó el Informe Ambiental Anual del 2001.
- Se presentó el Programa y Presupuesto Ambiental para el 2003 de Petrocomercial.
- Se presentó el Plan de manejo de desechos para las E/S: ANETA, Car Internacional y El Cisne.
- Se presentó la información sobre los puntos de monitoreo para descargas líquidas y emisiones gaseosas de las E/S:
  - ANETA, Quito.
  - Car Internacional, Calderón, Quito.

Fueron remitidos para su aprobación el listado de las instalaciones del Sistema de poliductos y el inventario de los puntos de monitoreo Ambiental de Petrocomercial de las Regionales Norte y Sur.

Dentro de las actividades de Petrocomercial presentaron: los informes de contingencias (roturas de poliductos y /o líneas), planes de contingencia aplicados, etc.

#### **g) En el año 2003**

- Presentaron el (los) punto(s) para monitoreo de descargas líquidas de las E/S:
  - "Tydco", Conocoto, Quito.
  - Sindicato de Choferes de Valencia", Los Ríos.
  - "Laurita" y Sindicato de Choferes de Chimbo, provincia de Bolívar.
  - "Puyo", Puyo, Pastaza.
  - "San Antonio", Cañar, provincia de El Cañar
  - "Tambeñita"; El tambo, El Cañar.
  - "Depósito Espinoza", La Troncal, El Cañar.
  - "Milu", Zhud, El Cañar.

- “Depósito marítimo Tiwinza”, Huaquillas, El Oro.
- “Huaquillas”, Hualtaco, Huaquillas, El Oro.
- “Zamora”, Zamora, Chinchipe.
- “El Peaje Norte”, Calderón, Quito.
- “San Agustín”, Alfredo Baquerizo Moreno (Durán), Guayas.
- “El Cisne”, Pedro Vicente Maldonado, Pichincha.
- Presentaron la información de identificación de efluentes y puntos de control para realizar en monitoreo ambiental interno e informes de monitoreo de descargas líquidas de los centros de Distribución: Cooperativa Uprocoopes, Miguel Jaramillo, Jov Vernaza (Carolina), El Dorado, Dalo Grueso, y Donato Medina.
- Presentaron y aprobaron los TDR para la realización de los EIA (DA) y PMA de las E/S:
  - “La Bolivariana”, Ambato, Tungurahua.
  - “Chemito”, El Triunfo, Guayas.
  - “Quisapincha”, Ambato, Tungurahua.
  - Centro de Distribución “Aguioil”, Calderón, Quito.
  - “Macas”, Macas, Morona Santiago.
  - “Pana Sur”, Quito, Pichincha.
  - “Morejón II”, Ibarra, Imbabura.
  - “Ecológica Quisapincha- Palama”, Ambatillo, Ambato, Tungurahua.
  - “Sindicato de Choferes de Pastaza”, Puyo, Pastaza.
  - “Servijua”, Juan Benigno Vela, Ambato, Tungurahua.
  - “Puerto Inca”, Naranjal, Guayas.
  - Centro de Distribución “Traimcobsa”, Alóag, Mejía, Pichincha.
  - “Lo justo”, Ambato, Tungurahua.
  - “El Rey”, Ambato, Tungurahua.
  - “K-Noa”, San Vicente, Manabí.
  - Distribuidora de combustible “Minerva”, Quito.
  - “Corporación Chicaiza”, Salcedo, Cotopaxi.
  - “Tonato”, Píllaro, Tungurahua.
  - “Servicentro Coromoto”, Santo Domingo de los Colorados, Pichincha.
  - “Romerillo”, Pastocalle, Latacunga, Cotopaxi.
  - “Vega”, Morona, Morona Santiago.
  - “Sindicato de Choferes de Morona Santiago”, Morona Santiago.

- Presentaron EIA (DA) y PMA de las E/S:
  - “Zamora”, Zamora Chinchipe.
  - “Llerena”, Gualaquiza, Morona Santiago.
  - “Huaquillas”, El Oro.
  - “Tiwinza”, Hualtaco, Huaquillas, El Oro.
  - “Cuarto Centenario”, Loja, provincia de Loja.
  - “El Galeón”, Puerto Cayo, Manabí.
  - “Tesina”, Arenillas, El Oro.
  - “Dominicana”, Durán, Guayas.
  - “Depósito Espinoza”, La Troncal, El Cañar.
  - “Milu”, Zhud, El Cañar.
  - “Quisapincha”, Ambato, Tungurahua.
  - “Puerto Inca”, Naranjal, Guayas.
  - Centro de distribución “Aguioil”, Calderón, Quito.
  - “Servijua”, Juan Benigno Vela, Ambato, Tungurahua.
  - “Macas”, Macas, Morona Santiago.
  - “Sindicato de Choferes de Pastaza”, Puyo, Pastaza.
  - “Morejón II”, Ibarra, Imbabura.
- Se presentó los informes ambientales anuales de las E/S:
  - “Los Bancos”, Pichincha.
  - “San Antonio”, Cañar.
  - “Laurita”, Chimbo, Bolívar.
  - “Viguesan”, Ambato, Tungurahua.
  - “Shushufindi”, Sucumbíos.
  - “Sindicato de Choferes de Chimbo”, Bolívar.
  - “Reina de la Nube”, Suscal, El Cañar.
- Se presentó el reporte de descargas líquidas y puntos de monitoreo de la E/S Los Bancos, Pichincha.
- Se presentó y se aprobaron los TDR para los Diagnósticos, (EIA) y PMA de los depósitos de combustible para pesca Artesanal:
  - “San Pedro”, Manglar alto, Santa Elena, Guayas.
  - “Cooperativa Chanduy”, Santa Elena, Guayas.
  - “Puerto López”, Puerto López, Manabí
  - “San Pablo”, Santa Elena, Guayas.

- “Palmar”, Colonche, Santa Elena, Guayas.
- Centro pesquero artesanal “Jaramijó”.
- “San Mateo”, San Mateo, manta, Manabí.
- “La Carolina”, Río Verde, Esmeraldas.
- “Tonchigue”, Atacames, Esmeraldas.
- “Uprocoopes”, puerto de Esmeraldas.
- “Embarcación Don Carlos”, Guasmo Norte, Guayaquil.
- Presentaron los Diagnósticos, (EIA), y PMA de los depósitos (centros) de combustible de pesca artesanal:
  - “ San Pedro”, Manglar alto, Santa Elena, Guayas
  - “Puerto Chaduy”, Santa Elena, Guayas.
  - “Palmar”, Colonche, Santa Elena, Guayas.
  - “Puerto López”, Puerto López, Manabí
  - “Hualtaco”, Huaquillas, El Oro.
- Se presentó el informe ambiental anual del 2002.
- Se presentó el informe ambiental anual y el presupuesto Ambiental del 2003 de la E/S “Dominicana”, Durán, Guayas.
- Se presentaron los informes ambientales anuales de las E/S: “Depósito Marítimo Tiwinza”, Abendaño Briceño, Zamora, Cooperativa Loja y Huaquillas.
- Se presentó el presupuesto ambiental anual de la E/S “ANETA”, Quito.
- Se presentaron el Programa Anual de Actividades y el Presupuesto Ambiental del 2004, de las facilidades pertenecientes a Petroecuador.

En este año Petrocomercial presentó algunos informes de contingencias (derrames de combustible), informes de trabajos de remediación ambiental, etc.

#### **h) En el año 2004**

- Se presentaron y aprobaron los TDR para el Diagnóstico y PMA de las E/S:
  - “México”, Quito.
  - “Mundo Tuerca”, Riobamba, Chimborazo.
  - “México”, Quito, (TDR para DA y PMA de remodelación).
- Se presentaron los TDR para el DA y PMA del depósito de combustibles “Hualtaco, Huaquillas, El Oro.
- Presentaron EIA (DA) y PMA de las E/S:
  - “Corporación Chicaiza”, Salcedo, Cotopaxi.

- "Callate", Píllaro, Tungurahua.
- "K-Noa", San Vicente, Manabí.
- Centro de distribución "Minerva", Chillogallo, Quito.
- "Depósito Hualtaco", Huaquillas, El Oro.
- "Sindicato de Choferes de Morona Santiago", Morona Santiago.
- Centro de distribución de hidrocarburos "Traimcobsa", Alóag, Mejía, Pichincha.
- Se remitió y aprobaron los presupuestos ambientales anuales ((2004) de las E/S:
  - "Milu", Zhud, El Cañar.
  - "Depósito Espinoza", La Troncal, El Cañar.
  - "El Galeón".
  - "Morejón", Imbabura.
  - "Elio Alvarado"
- Se presentó los informes ambientales anuales de las E/S:
  - "Luluncoto", Quito.
  - "Shushufindi", Sucumbíos.
- Se presentaron el punto de monitoreo de descargas líquidas de las E/S:
  - "Los Bancos", Calacalí, Pichincha.
  - "Corne", Los Bancos, Pichincha.
- Se presentó la información del monitoreo Ambiental Interno de las descargas líquidas (2003) de la E/S "Tydco Parra"
- Se presentaron los TDR para la reevaluación del EIA y PMA del Terminal de productos limpios "El Beaterio" y de la E/S "Petrocomercial", de Quito.

#### **2.3.3.4 Actividades ambientales del SOTE**

La **Gerencia de Oleoducto**, cuenta con un plan de contingencia dividido por sectores: uno para el sector Este del Oleoducto Transecuatoriano, hacía Lago Agrio, que comprende las cinco estaciones de bombeo y otro para el sector Oeste que comprende las estaciones reductoras de presión más la estación Quinindé y el puerto de Balao. Esta Gerencia logró la calificación ambiental ISO-14000 para el puerto de despacho de crudo en Balao; sin embargo, no existe comunicaciones con la GPA ni tampoco con la autoridad ambiental sobre la gestión realizada para obtener la calificación de la ISO 14.000, (V. H. ARIAS, 2002).

**a) En el año 1997**

- Solamente ha presentado los TDR para la modificación del SOTE según variante del secundario de Cuyabeno.

En las demás actividades planificadas para ese año no existe ninguna gestión ambiental: Ampliación del SOTE a 410.000 Bls; optimización del SOTE y 4 proyectos de obras civiles.

**b) En el año 1998**

No ha tramitado ninguna gestión ambiental para sus proyectos planificados: Mejora en las instalaciones del SOTE y 5 proyectos de obras civiles.

**c) En el año 1999**

- Ha realizado la coordinación técnica para el Plan de Contingencia para resguardar el SOTE en su totalidad.

Los demás proyectos de la planificación no tienen ninguna información sobre la gestión ambiental, a saber: 4 actividades en las estaciones de bombeo; 5 actividades en la línea del oleoducto y 13 proyectos de obras civiles.

**d) En el año 2000**

No ha realizado gestión ambiental en ninguno de los proyectos planificados para este año: 4 actividades en la línea del oleoducto y 8 de obras civiles

**e) En el año 2001**

- En este año registra haber coordinado para el monitoreo de 5 tanques de agua en las estaciones de bombeo y para el sistema de tratamiento de agua en el Terminal de Balao.
- Presentó los TDR para PMA del SOTE.

Los demás proyectos de la planificación no tienen ninguna información sobre la gestión ambiental, las siguientes: Protección de los cubetos; 5 actividades en las estaciones de

bombeo; 3 actividades en el oleoducto; 11 actividades de obra civil y 3 de generación eléctrica.

**f) En el año 2002**

- Se envió información adicional sobre el sistema de tratamiento de aguas residuales para el Terminal de Balao, e información ambiental adicional del SOTE.
- Se presentó un informe detallado de las acciones planificadas y ejecutadas para dar cumplimiento a algunos requerimientos solicitados en varias inspecciones técnicas.
- Se presentaron informes de contingencias (derrames, avances de trabajos de remediación, informes de trabajos y acciones emergentes, etc.), informes de trabajos de remediación de zonas afectadas por derrames de crudo (17).

Los demás proyectos de la planificación no tienen ninguna información sobre la gestión ambiental del SOTE

**g) En el año 2003**

- Se presentaron los resultados del Monitoreo Ambiental Interno, realizado en las estaciones Lago Agrio, Quinde y Terminal de Balao del SOTE.
- Se presentaron un informe del contenido de las acciones correctivas para el levantamiento de las NC en las AAs del SOTE y el OTA.
- Se presentó la información sobre la construcción de interconexión entre el Terminal de Balao y la REE.
- Se presentaron informes de contingencias (derrames, avances de trabajos de remediación, informes de trabajos y acciones emergentes, etc.), informes de trabajos de remediación de zonas afectadas por derrames de crudo (17). Informes finales de remediación (1), estudios de lodos y flujos de áreas contaminadas por derrames (1).

Los demás proyectos de la planificación no tienen ninguna información sobre la gestión ambiental del SOTE, trabajos de construcción de oleoductos (1).

#### **h) En el año 2004**

Se presentaron informes de avances de remediación ambiental de zonas afectadas por derrame de hidrocarburo (crudo), y de contingencias (2), informes de acciones emergentes, etc.

Hasta Febrero de 2004, no ha tramitado ninguna gestión ambiental para sus proyectos planificados.

#### **2.3.3.5 Actividades de Gerencia de Protección Ambiental-PE**

La **Gerencia de Protección Ambiental** (GPA) de PETROECUADOR, que se encarga de proponer políticas ambientales, planificar y aplicar la gestión ambiental y las relaciones con la comunidad y preparar los presupuestos en coordinación con las Filiales. Se conoció y revisó los informes de las actividades ejecutadas en su gestión anual, de los años 1998 al 2001, incluido el manejo del fondo corporativo para la prevención de la contaminación y relaciones con la comunidad que constan en los informes respectivos que fueron remitidos a la Presidencia Ejecutiva de la empresa Estatal.

Esta Gerencia ha desarrollado proyectos de remediación, recuperación y restauración de instalaciones que han causado y causan algún nivel de contaminación en las áreas que opera PETROECUADOR, más una actividad de cooperación en las relaciones con las comunidades (Actividades Socio-culturales) en las zonas de influencia en las cuales PETROECUADOR realiza sus actividades, (V. H. ARIAS, 2002). La GERENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL ha tramitado la gestión ambiental de algunos proyectos ejecutados, en coordinación con las filiales:

#### **a) En el año 1998**

##### **i) Con PETROPRODUCCION**

- Presentó el EIA para la implementación del Plan de Contingencia (PDC) para los campos Sacha y Cuyabeno.
- Realizó coordinación técnica para elaborar el PDC para los campos Lago Agrio y Auca.
- En las demás actividades realizadas en este año, no existe ninguna relación con la SPA/DINAPA:

- Muestras de agua para el Río Napo y caracterización geológica.

#### **ii) Con PETROINDUSTRIAL**

- Se realizó coordinación técnica para la limpieza de las piscinas de aireación de aguas lluvias de la REE.
- No realizó gestión ambiental, ni mantuvo relación con la autoridad ambiental en las demás actividades ejecutadas en este año:
- En la REE:
  - Adquisición de 2 bombas para desalojo de aguas en las piscinas
  - Adquisición de equipo para control de derrames
  - Evaluación técnico-económica de las piscinas de aireación
  - Atención de derrames e incendios
  - Tratamiento de lodos y limpieza general de piscinas
- Construcción de tanque para deslastre en la Refinería de La Libertad
- Construcción de tanque de estabilización de efluentes en la Refinería Amazonas.
- Interconexión de piscinas separadoras de aceites en la Refinería Amazonas

#### **iii) Con PETROCOMERCIAL**

No realizó ninguna gestión ambiental, ni mantuvo relación con la SPA/DINAPA en las actividades ejecutadas en este año:

- Construcción de sistema de tratamiento de aguas residuales en los terminales de El Beaterio y Pascuales
- Construcción de sistema para el control del ruido en las estaciones de Petrocomercial.
- Construcción de hangar para material y equipo en el Terminal de La Libertad.

#### **iv) Con el sistema del OLEODUCTO**

- Se realizó coordinación para reformulación y actualización de Plan de Contingencia.
- No realizó gestión ambiental, ni mantuvo relación con la SPA/DINAPA en las demás actividades ejecutadas en este año:
- Reacondicionamiento de la laguna del Terminal de Balao.
- Mejoramiento del sistema de canalización de aguas lluvias, aceitosas y servidas de las estaciones de bombeo y reductoras.
- Mejoramiento de descarga de efluentes en estaciones de bombeo y reductoras.

- Compra de equipos y materiales para recuperación de áreas afectadas por derrames.

Este análisis nos deja ver que el Sistema PETROECUADOR cumplió parcialmente o no cumplió con las disposiciones del Reglamento para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, (Decreto 2982 de agosto de 1995) y tampoco con las disposiciones transitorias del nuevo Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, (Decreto 1215 del febrero del 2001).

## **b) En el año 1999**

### **i) Con PETROPRODUCCION**

- Obtuvo la aprobación del EIA la construcción del sistema de tratamiento de aguas servidas.

En las demás actividades realizadas, no existe relación con la SPA/DINAPA.

Remediación de piscinas en la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE) en general.

### **ii) Con PETROINDUSTRIAL**

- Realizó coordinaciones técnicas para:
  - Tratamiento y descontaminación de las piscinas exteriores de la REE
  - Reforestación de área de influencia de la REE
  - Limpieza de piscinas UFA's en la REE

No realizó gestión ambiental, ni mantuvo relación con la DINAPA en las demás actividades ejecutadas:

- Construcción de tanques:
  - Para lastre en la Refinería de La Libertad
  - De estabilización en el Complejo Industrial Shushufindi
- Construcción de separadores API en estaciones de bombeo y reductor

### **iii) Con PETROCOMERCIAL**

- Presentó el TDR para Diagnóstico Ambiental y Plan de Manejo para la gasolinera de Petrocomercial.
- Realizó coordinación técnica para la construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en El Beaterio y en Santo Domingo.

No realizó gestión ambiental, ni mantuvo relación con la SPA/DINAPA en las demás actividades ejecutadas:

- Reforestación y mejoramiento de áreas verdes en Terminal de Esmeraldas
- Construcción de sistema de captación y distribución de agua potable
- Construcción de separadores de agua-aceite en La Toma
- Construcción de sistema de tratamiento de aguas residuales

#### **iv) Con el OLEODUCTO (SOTE)**

No realizó gestión ambiental, ni mantuvo relación con la SPA/DINAPA en ninguna de las actividades ejecutadas en este año:

- Compra de equipo y material de limpieza y recuperación de áreas afectadas por derrame.
- Mejoramiento de la descarga de efluentes en las estaciones del SOTE
- Mejoramiento del sistema de canalización de aguas lluvias, aceitosas y servidas.

#### **c) En el año 2000**

##### **i) Con PETROPRODUCCION**

Realizó coordinaciones para la remediación de piscinas en los pozos de la RAE.

##### **ii) Con PETROINDUSTRIAL**

- Realizó coordinaciones técnicas para:
  - Auditoria ambiental de la REE
  - Recuperación de Hidrocarburos residuales y remediación de las piscinas de la REE
  - Construcción de colectores de aguas lluvias en la urbanización de la REE
  - Monitoreo físico-químico-biológico de los ríos Teaone y Esmeraldas en la provincia de Esmeraldas.
- En la REE:
  - Reforestación del área de influencia
  - Compra de camión cisterna
  - Instalación de sistema de control interfase en tanques de crudo
  - Modificación de la línea de descarga

##### **iii) Con PETROCOMERCIAL**

- Obtuvo aprobación de los EIA y PMA para
- Diagnóstico Ambiental y PMA para la estación de servicio en Quito

- Realizó coordinación técnica para la construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en El Beaterio y Santo Domingo.
- Reforestación y mejoramiento de áreas verdes en el Terminal de Esmeraldas

#### **iv) Con el OLEODUCTO (SOTE)**

- Ha presentado el Plan anual la compra de equipo para contingencias

No realizó gestión ambiental, tampoco mantuvo relación con la autoridad ambiental en las demás actividades ejecutadas:

- Adquisición e instalación de plantas para tratamiento de aguas

#### **d) En el año 2001**

##### **i) Con PETROPRODUCCION**

- Obtuvo la aprobación de los TDR y presentó el EIA y PMA para el proyecto ITT, y
- Coordinación técnica para brindar asesoría para implantar la gestión ambiental en el proyecto ITT.
- EIA y PMA en áreas de producción en la Región Amazónica Ecuatoriana-RAE.
- Monitoreo ambiental en la fase producción en la RAE y de la contaminación radioactiva en la Joya de los Sachas e Implementación de laboratorio ambiental en Lago Agrio.

##### **ii) Con PETROINDUSTRIAL**

- Obtuvo la aprobación de los TDR para:
  - EIA y PMA para el complejo industrial Shushufindi
  - EIA y PMA para la Refinería La Libertad, y
  - Diagnóstico Ambiental para la REE.
- Presentó los TDR para el Plan de prevención ambiental de la Refinería La Libertad y el Plan de Prevención - Este y para el Sistema de gestión ambiental del Complejo Industrial Shushufindi.
- Realizó coordinaciones técnicas para,
  - Auditoría ambiental de la REE
  - Recuperación de Hidrocarburos residuales y remediación de las piscinas de la REE.
  - Construcción de colectores de aguas lluvias en la urbanización de la REE.
  - Monitoreo ambiental en la fase de industrialización

- Monitoreo del estuario de Refinería Esmeraldas, y
- Recuperación de efluentes de la Refinería Amazonas

No realizó gestión ambiental, ni mantuvo relación con la autoridad ambiental en las demás actividades ejecutadas:

- En la REE:
- Reforestación del área de influencia
- Instalación de drenaje de Tanque de crudo
- Modificación de la línea de descarga
- Instalación de planta de tratamiento de aguas servidas en la urbanización
- Construcción de sistema de tratamiento de aguas residuales en el Terminal de Esmeraldas
- Programa de bioremediación.

### iii) Con PETROCOMERCIAL

- Obtuvo aprobación de los EIA y PMA para:
  - Depósitos y estaciones de servicio en Galápagos
  - Estación de servicio en Quito
- Obtuvo la aprobación de los TDR para los EIA y PMA para:
  - Poliducto Libertad-Pascuales-Manta
  - Estación 3 Bocas
  - Terminal de fuel oil
  - Terminal El Salitral
  - Depósito en Cuenca
  - Depósito en Loja
- Realizó la coordinación técnica para la gestión social para los poliductos Esmeraldas-Quito y Shushufindi-Quito.
- Realizó coordinación técnica para la construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en Sto. Domingo.
- No realizó gestión ambiental, en las actividades ejecutadas.
- Reforestación y estabilización en:
  - Terminal de Esmeraldas
  - Depósito en Cuenca
  - Estaciones: Osayacu y Quijos

- Construcción de sistema de tratamiento de lodos contaminados en Lago Agrio, Quinindé, El Beaterio, Terminal Pascuales.
- Sistema de tratamiento de aguas residuales en Terminal Pascuales.
- Elaboración de mapas de sensibilidad de la Costa Ecuatoriana y Galápagos.

#### **iv) Con el OLEODUCTO (SOTE)**

- Registra haber realizado coordinaciones y ha presentado los TDR para el monitoreo en la fase de transportes
- No realizó gestión ambiental, en las actividades ejecutadas:
  - Sistema de gestión ambiental para Balao
  - Manejo de desechos en Balao
  - Análisis de riesgos geodinámicos para el tramo Papallacta-Baeza.

#### **e) En el año 2002**

##### **i) Con PETROPRODUCCIÓN**

- Presentaron y obtuvieron la aprobación del Proyecto de Remediación del campo Libertador; área Shushuqui, Shuara, Carabobo, Secoya, Sansahuari, Cuyabeno y Alama.
- Se presentó un informe de los aspectos ambientales en ITT, en los pozos Ishpingo-03 y 04.
- Presentó y aprobaron los TDR para elaborar los EIA del pozo Exploratorio Yasuní-01 del ITT.

##### **ii) Con PETROINDUSTRIAL**

- Presentaron los TDR para contratar la Auditoria ambiental de la Refinería Estatal de Esmeraldas (REE).
- Presentaron la Auditoria Ambiental Integral de la REE.

##### **iii) Con PETROCOMERCIAL**

- Presentaron el Diagnóstico Ambiental y Plan de Manejo Ambiental de:
  - El Terminal "Fuel Oil" de Guayaquil.
  - Estación de transferencia "Tres Bocas", Guayaquil.
  - Terminal Pascuales, Guayaquil

- Terminal de almacenamiento y distribución de productos limpios y GLP, El Beaterio, Quito.
- Depósito de productos limpios de PCO en Riobamba.
- Presentaron la información complementaria de los DA y PMA del Terminal de almacenamiento "Baltra" y E/S "San Cristóbal", Galápagos.
- Presentaron el EIA para el proyecto "Instalación de una tubería para transporte de combustibles desde la Isla Baltra a la Isla Santa Cruz", en Galápagos.
- Presentó el Diagnóstico Ambiental del depósito de almacenamiento y distribución de combustibles de Cuenca, Azuay.

Se presentó sobre los trabajos de remediación en terminales de combustibles (1) en Guayaquil.

#### **iv) Con el (los) OLEODUCTO(S), (SOTE y OTA).**

- Se informó sobre los trámites para licitación de los EIA del SOTE.
- Presentaron un informe de evaluación ambiental del OTA.

La GPA presentó además informes de remediación ambiental (6), resultados de análisis realizados a las zonas afectadas por los derrames (4) e informes sobre derrames (3).

#### **f) En el año 2003**

##### **i) Con PETROPRODUCCIÓN**

- Se presenta el EIA y PMA para el programa sísmico 2D, del ITT.
- Se presentaron y aprobaron los TDR para la elaboración del Diagnóstico y PMA de los Campos: Culebra, Yulebra, Anaconda, Canga y Yuca.

##### **ii) Con PETROINDUSTRIAL**

Se presentaron los TDR para realizar el Diagnóstico y PMA del Terminal provisional de la REE, TEPRE.

##### **iii) Con PETROCOMERCIAL**

- Se presentaron y aprobaron el Diagnóstico y PMA del depósito de productos limpios de Petrocomercial de Riobamba.
- Se presentó los Diagnósticos y PMA de las E/S:
  - "Puerto Ayora", Santa Cruz, Galápagos.

- Actualización del DA y PMA de la E/S “Petrocomercial”, Quito.
- Se presentó el Diagnóstico y PMA del depósito de combustibles “La Toma”, en Loja.
- Se presentó información complementaria al DA y PMA del Terminal “Fuel Oil”, Guayaquil.
- Se presentaron los TDR para la elaboración del Diagnóstico y PMA de los poliductos:
  - Santo Domingo-Pascuales.
  - Quito-Ambato.
- Se presentó el Diagnóstico y PMA del Terminal de productos limpios Ambato.
- Se presentaron el (los) punto(s) de monitoreo de descargas líquidas y emisiones gaseosas de las E/S:
  - “Petrocomercial”, Quito.

La GPA, presentaron informes de Evaluación Ambiental (4), y Plan de Remediación Ambiental (2), de los derrames ocurridos en el sistema de poliductos de Petrocomercial.

#### **iv) Con el OLEODUCTO (SOTE)**

Se presentaron informes de: rotura en el SOTE (1), Evaluación Ambiental preliminar (1), Planes de remediación (1), alcance a Planes de Remediación (1).

#### **g) En el año 2004**

- Solicita la aprobación del EIA del proyecto de “Instalación de la tubería desde la Isla Baltra a la Isla Santa Cruz”, en Galápagos.

No se registró hasta marzo de 2004, otras gestiones dentro del SGA, no mantuvo relación con la Autoridad Ambiental para la ejecución de las demás actividades ejecutadas por la filial.

## **2.4 Estudio, Control y Seguimiento del Sistema de Gestión Ambiental de PETROECUADOR**

Según ISO 14000 (Numerales 4.1 a 4.5), La Gestión Ambiental, es parte de la Gestión Integral de la organización, que abarca su estructura, las responsabilidades, las actitudes, los reglamentos y procedimientos formales, y los medios para el establecimiento y la ejecución de la política ambiental.<sup>15</sup>

La interpretación incluye la aplicación de estándares y criterios apropiados, requerimientos reguladores cualitativos y cuantitativos, e información de anteriores proyectos y consultorías similares. Se realizó mediante el análisis de la información sistematizada, y un muestreo de parámetros presentados en el campo, y de acuerdo a las denuncias de contingencias presentadas, etc.

### **2.4.1 Identificación y análisis de Pasivos Ambientales**

La presencia de Pasivos Acumulados, atribuibles a PETROECUADOR (Petroproducción), se debe principalmente al mal estado (estado de abandono) de las instalaciones (facilidades petroleras) y áreas contaminadas, por la existencia de piscinas a cielo abierto, piscinas taponadas, talleres de mantenimiento, tanques en general, estructuras, taludes desnudos, plataformas y vías de acceso.

Los **Pasivos Flujo** constituyen en la actualidad los de mayor importancia en los cinco áreas que opera Petroproducción: Auca, Libertador, Lago Agrio, Sacha y Shushufindi, (se incluye a SIPEC que sigue utilizando algunos de los equipos, instalaciones y demás obras civiles entregadas como parte de los activos de Petroproducción). La operación actual, ocasiona daños al ambiente, como por ejemplo las aguas de formación y piscinas en uso con mecheros, cuyos efluentes son descargados directamente al ambiente. Este tipo de pasivos requieren de remediación inmediata por parte de la operadora.

Para la identificación de los pasivos ambientales dentro de los campos operados por Petroproducción se realizó de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Elaboración de Fichas de Identificación y descripción de Pasivos Ambientales.

---

<sup>15</sup> Norma ISO 14000, 1996, Sistemas de Manejo Ambiental, Normas de Organización de Normas Internacionales de acuerdo a lo previsto por ASTM, Particularmente 14001.

2. Determinación de las listas de pasivos ambientales (Acumulativos y de Flujo), según criterios establecidos en el capítulo anterior de este trabajo.
3. Revisión de la información registrada en las Auditorías Ambientales realizadas a los campos operados por Petroproducción y presentadas a la Subsecretaría de Protección Ambiental, (ver anexos).
4. Se revisaron de los informes de pasivos ambientales de los campos Auca, Sacha, Shushufindi, Lago agrio y Culebra-Yulebra, preparados por el MEM previa la licitación a realizarse a estos campos.
5. Adicionalmente se revisaron y analizaron los informes de Auditoría de PETROECUADOR, enviados por la SPA sobre los resultados de los exámenes especiales para Auditoría Ambiental Interna realizados en los campos Shushufindi, Sacha, Libertador, Auca y Cononaco.

Para el **análisis de los Pasivos Ambientales** de varios de los campos operados por Petroproducción se realizó de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Verificación de las Fichas de Identificación y Descripción de Pasivos Ambientales.
2. Luego de clasificado los tipos de pasivos se cuantificaron y se analizaron los mismos, dando como resultado los valores que se indican en la tabla No. 14 del capítulo tres de este estudio.

Al momento de establecer los Pasivos causados por la explotación petrolera, se tubo que establecer una la clara distinción entre aquellos que consideraríamos Ambientales y los Pasivos Sociales. Es necesario precisar que las consideraciones en torno a ambos pueden son muy diferentes y difícilmente pudieran tener un tratamiento similar.

## **2.5 Control ambiental independiente, SPA/DINAPA**

### **2.5.1 Marco para el control ambiental independiente**

Desde la vigencia del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas 8, DE 1215), se han implementado en la Dirección Nacional de Protección Ambiental formularios estandarizados para preparar y documentar las inspección de control y seguimiento ambiental a las diferentes fases y actividades hidrocarburíferas. Una vez validadas estas herramientas en la práctica, fueron incorporadas en el Sistema de Información Ambiental Hidrocarburífera (SIAH).

A continuación se visualiza en la figura siguiente un diagrama metodológico para llevar un control ambiental independiente.

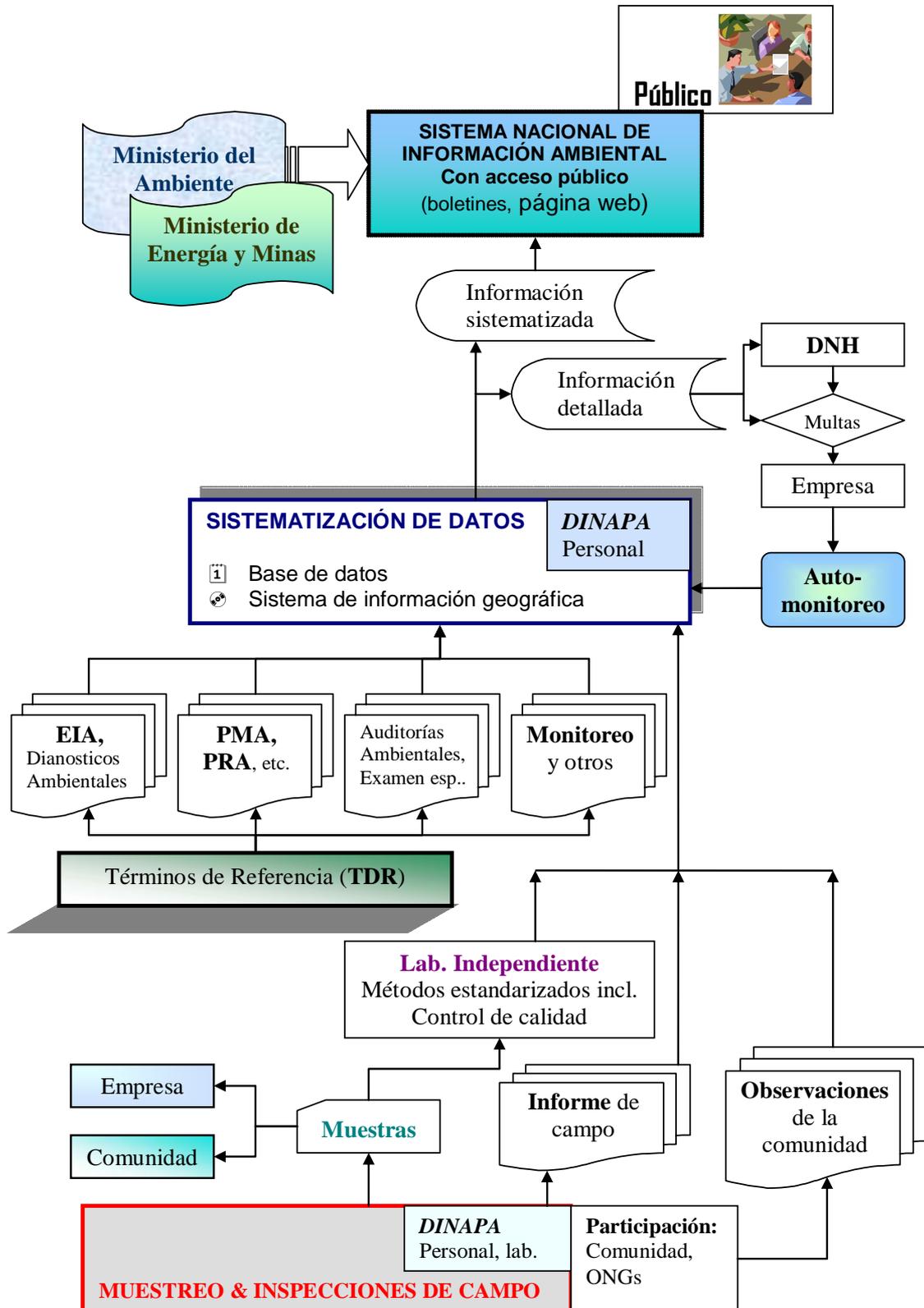


Figura No. 4 Marco para el control ambiental independiente, SPA/DINAPA.

### 2.5.1.1 Análisis de los requerimientos de la Normativa Ambiental para los sujetos de control, Proceso de evaluación.

*Se entienden como **sujetos de control** a 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.*

El objetivo de este instrumento es definir los requisitos para evaluar aquellas variables específicas que, por las características de la acción y del área afectada, adquieren mayor relevancia para caracterizar, mitigar o compensar los impactos ambientales significativos. Entre otras cosas, se busca establecer la escala de trabajo, la información necesaria, el volumen de datos necesarios y el uso de indicadores de calidad.

#### a) Términos de referencia

Como se indicó en el capítulo anterior de este documento, los términos de referencia son instrumentos destinados a definir los contenidos y alcances de los estudios de impacto ambiental detallados y se elaboran sobre la base de antecedentes obtenidos durante la evaluación preliminar.

- Unidad de medida: **Si/No**
- Tipo de Indicador: **Reacción**
- Significación :**Pertinencia para la adopción de políticas**<sup>16</sup>

#### Lista de chequeo No. 1 Evaluación preliminar de los TDRs.

CRITERIO	SI	NO
Abarca todas las actividades y elementos previstos en la acción en sus etapas de diseño, construcción, operación y abandono.		
Abarca toda el área de influencia definida en función de los impactos ambientales de carácter significativo.		

<sup>16</sup> United Nations, Sustainable Development, Hojas de Metodología, e indicadores para los aspectos de evaluación de Auditoría. 2004. <http://www.un.org>

CRITERIO	SI	NO
Compara adecuadamente la situación anterior y posterior a la ejecución de la acción emprendida.		
Selecciona las técnicas y métodos ajustados a: la obtención de los antecedentes requeridos, las variables en estudio, el nivel de precisión necesario, el tiempo, los costos y los equipos técnicos. Una regla básica en la elección de un método es utilizar aquel que por el menor costo económico, tiempo y simpleza satisfaga las necesidades del estudio.		
Justifica y valida los datos y fuentes de información que estén disponibles y que se utilicen en el análisis ambiental correspondiente.		

### **b) Estudios de impacto ambiental**

Para fines de la revisión y calificación, y considerando la guía de contenido establecida en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOH), los EIA se dividieron en cuatro Áreas que son: (1) información básica: línea base ambiental, descripción del proyecto y determinación del área de influencia; (2) identificación y evaluación de los impactos; (3) planes de manejo ambiental y de monitoreo; y, (4) comunicación y presentación general del reporte. Cada una de esas áreas ha sido subdividida en Categorías y éstas a su vez en Criterios, expresados en forma de preguntas y organizados en varias listas de chequeo.

#### **Lista de chequeo No. 2 Identificación de los Impactos**

CRITERIO	SI	NO
Están incluidos en el reporte todos los aspectos importantes que fueron identificados en los TDR, con justificación clara de las exclusiones y desviaciones?		
Se han utilizado metodologías sistemáticas y replicables para la identificación de impactos directos e indirectos (por ejemplo, listas de chequeo, matrices, redes, juicio de expertos). Está debidamente explicada la metodología empleada?		
Existe balance en la identificación de los impactos entre los componentes físico, biótico y socioeconómico y cultural del ambiente, sin sesgos excluyentes hacia uno de esos componentes?		

CRITERIO	SI	NO
Se presta la debida atención a las áreas identificadas como sensibles, incluyendo referencias a efectos acumulativos y efectos sinérgicos que potencialmente pueden ocurrir junto a impactos previos causados por otras actividades en el área?		
Están consideradas todas las condiciones de operación para la identificación de los impactos y existe también un análisis a partir de posibles riesgos y accidentes?		
Se han considerado todas las fases de la ejecución del proyecto, por ejemplo, preconstrucción, construcción, operación, cierre y post clausura?		
Se han seleccionado los impactos claves o más importantes para recomendar una investigación más detallada. Está justificado el criterio para tal selección?		

**Lista de chequeo No. 3 Análisis de la severidad de los Impactos**

CRITERIO	SI	NO
Han sido los impactos analizados teniendo como referencia la situación ambiental pre-existente (línea base)?		
Es suficiente la calidad y la cantidad de información utilizada para estimar la severidad de los impactos. Están señalados claramente los vacíos en la información y expresada adecuadamente la fuente de referencia?		
Están descritos apropiadamente los métodos utilizados para la predicción de la severidad de los impactos y son esos métodos coherentes con las características de los impactos analizados. Están explicitados los límites y supuestos para cada caso?		
Está descrita de manera adecuada la severidad de los impactos en función de sus características (por ejemplo, magnitud, extensión superficial, duración, frecuencia, reversibilidad, probabilidad de ocurrencia)?		
En los casos que es posible y apropiado, se ha hecho una estimación cuantitativa de los parámetros que describen la severidad de un impacto y/o existe una adecuada y suficiente descripción cualitativa de los impactos, utilizando referencias aceptables?		

En el Anexo No. 12 se describe el formulario utilizado por la DINAPA para la calificación de los EIA

### **c) Comunicación Pública**

Tomando en cuenta los objetivos de la Normativa ambiental vigente están establecidas las líneas generales de acción para las presentaciones públicas:

- El desarrollar una metodología que le permita a la comunidad asimilar la información que se les está proporcionando; por ejemplo, el uso de videos y fotografías de los proyectos podría ser útil. Debe considerarse también la traducción de la exposición al idioma nativo cuando sea necesario, así como el uso de un lenguaje adecuad que reduzca el exceso de términos técnicos.
- Centrar las exposiciones en la descripción de los proyectos, los principales impactos
- Socio-ambientales y las medidas de mitigación correspondientes, con énfasis en las relaciones comunitarias de la empresa.
- Desarrollar y mantener una estrategia de comunicación hacia la comunidad antes, durante y después de la presentación pública.

### **Lista de chequeo No. 4 Participación Pública**

<b>CRITERIO</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>
Existió un genuino y adecuado programa de consulta previa con las distintas partes afectadas en la ejecución del estudio?		
Han sido debidamente expuestos los puntos de vista de las distintas partes y se han incluido sus sugerencias o justificado adecuadamente su no inclusión?		
Las medidas de mitigación sugeridas en el estudio, especialmente las contempladas dentro del plan de relaciones comunitarias, han sido debidamente consultadas con las comunidades afectadas?		

### **d) Control y seguimiento Ambiental. Plan de manejo Ambiental y de monitoreo.**

Luego de definidos los fines se registra de manera estandarizada y sistemática, las no conformidades en la gestión ambiental y/o incumplimiento a la normativa ambiental vigente de las diferentes actividades y proyectos hidrocarburíferos en el país y se da

seguimiento a las acciones correctivas a realizarse para cada una de las compañías controladas.

**Lista de chequeo No. 5 Plan de Manejo Ambiental**

CRITERIO	SI	NO
Se presenta un efectivo plan de manejo ambiental que tenga que ver con el conjunto de los impactos predichos causados por el proyecto?		
Están expresados claramente los niveles de responsabilidad de las distintas partes en la ejecución del plan de manejo ambiental?		
Existe una estructura en el plan de manejo ambiental que lo constituya en una herramienta efectiva para guiar la gestión ambiental de la empresa, incluyendo programas, presupuestos y cronogramas?		
Expresa claramente el proponente del proyecto su compromiso y capacidad para llevar adelante las medidas de mitigación propuestas?		
Está claramente definido un plan de prevención y mitigación de impactos dentro del plan de manejo ambiental?		
Está claramente definido un plan de contingencias dentro del plan de manejo ambiental, coherente con lo dispuesto en el RS-RAOHE (Art. 27) y que aparezca adecuado para enfrentar los accidentes y emergencias derivados de las operaciones analizadas, incluyendo la asignación de responsabilidades, las estrategias de cooperación operacional y un programa anual de entrenamientos y simulacros?		
Está claramente definido un plan de capacitación orientado a la aplicación del plan de manejo ambiental?		
Está claramente definido un plan de salud ocupacional y seguridad industrial que integre tanto las disposiciones del RS-RAOHE (Art. 26), cuanto las propias disposiciones internas de la empresa, incluyendo las estrategias de difusión?		
Está claramente definido un plan de manejo de desechos que integre racionalmente las disposiciones del RS-RAOHE (Arts. 28 al 32 y anexos), tanto en el caso de los desechos sólidos, como también los líquidos y gaseosos?		
Está claramente definido un plan de relaciones comunitarias que incluya la difusión del EIA, las estrategias de comunicación y la implementación de las		

medidas de mitigación y compensación. Considera este plan debidamente la relación entre comunidad, autoridad y empresa?		
Está claramente definido un plan de rehabilitación de áreas afectadas, de acuerdo a las disposiciones del RS-RAOHE (Art. 16), incluyendo la explicación de las estrategias a seguir y las tecnologías a ser aplicadas?		
Está claramente definido un plan de abandono y entrega del área para cuando concluya la operación?		

**Lista de chequeo No. 6 Aspectos generales de las Medidas de Mitigación**

<b>CRITERIO</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>
Está considerada la mitigación de los principales impactos negativos. En donde es posible, dichas medidas de mitigación están definidas en términos prácticos (costos, cronogramas, recursos, tecnología, etc.)?		
Existe una discusión que justifique adecuadamente la existencia de impactos adversos que no deberían o no pueden ser mitigados?		
Las medidas de mitigación identificadas están satisfactoriamente justificadas desde el punto de vista técnico y guardan coherencia con las disposiciones ambientales y operativas establecidas en el RS-RAOHE?		
Está claro el nivel de efectividad de las medidas de mitigación propuestas, con justificaciones coherentes sobre las expectativas planteadas?		

**Lista de chequeo No. 7 Plan de Monitoreo**

<b>CRITERIO</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>
Están definidos los sistemas adecuados para el seguimiento y evaluación de los impactos ambientales y la ejecución del plan de manejo ambiental?		
Están establecidos los procedimientos y responsables para ejecutar las tareas de monitoreo, incluyendo la preparación de informes?		
Están contemplados en el plan de monitoreo la medición de las emisiones a la atmósfera y las descargas líquidas y sólidas, así como de la remediación de suelos y/o piscinas contaminados (Art. 12 y anexos del RS-RAOHE)?		
El plan de monitoreo establece una periodicidad de las mediciones y los reportes de acuerdo a lo planteado en el Art. 12 del RS-RAOHE?		

CRITERIO	SI	NO
Están claramente definidos los puntos de monitoreo para las descargas líquidas, incluyendo los puntos de control en el cuerpo receptor, y las emisiones a la atmósfera desde fuentes fijas (Art. 12 y anexos del RS-RAOHE)?		

Seguidamente en cada lista análisis se da una calificación a cada categoría. (Ej. A, B, C...).

### e) CSA-Auditoría Ambiental

Este procedimiento teóricamente garantiza que se cumplan las auditorías bianuales. Es conveniente, a nivel de términos de referencia, asegurar sinergias con las auditorías bianuales de los sujetos de control.

El procedimiento prevé la realización de las auditorías ambientales a través de la contratación de consultoras ambientales calificadas y registradas en la DINAPA. Este procedimiento puede ser adaptado para realizar auditorías ambientales con personal y recursos propios del Ministerio, siempre y cuando esto se pueda compatibilizar con la planificación anual de la DINAPA (tiempos, recursos humanos y económicos, etc.).

La metodología utilizada para la realización de la auditoría ambiental, para proyectos en operación, se establece con base en el desarrollo secuencial de las operaciones, el cual se presenta en tres etapas genéricas:

- Actividades pre-auditoría en oficina, incluyendo la revisión documental en las oficinas centrales de la empresa auditada.
- Inspección de campo, incluyendo la revisión documental in situ.
- Actividades post-auditoría en oficina, con elaboración de informes y recomendaciones.

La Auditoría se fundamenta básicamente en el Seguimiento de los Planes de Manejo Ambiental y la normativa ambiental vigente, está orientado a detectar en primer lugar todas las no conformidades, incumplimientos y debilidades en cuanto al cumplimiento de procedimientos de levantamiento y presentación de información ambiental (estudios, planes, presupuestos, reportes de automonitoreo, informes, etc.).

**Tabla No. 4 Seguimiento de auditorías ambientales realizadas.**

<b>Fase</b>	<b>Bloques, áreas de trabajo, campos</b>	<b>Compañía operadora</b>	<b>Ultima AA (fecha)</b>	<b>Compañía(s) consultoras que han realizado estudios ambientales en los últimos dos años</b>
[fase actividad hidrocar-Aurífera]	Campos PPR, PIN, PCO, OTE, etc.	Petroecuador y sus filiales	[fecha última AA]	Listado de compañías consultoras calificadas en la SPA, (compañía consultora tipo A).

### **I) Determinación de las no conformidades (NC)**

Todas las no conformidades están relacionadas y referenciadas exactamente con artículos y cláusulas de la normativa ambiental aplicable, el Plan de Manejo Ambiental, obligaciones contractuales de la empresa auditada, y otras de ser el caso, tales como por ejemplo disposiciones de la autoridad de control.<sup>17</sup>

#### **I.a. Metodología**

##### **1. Alcance.**

Todas las actividades relacionadas con los requerimientos del RS-RAOHE (DE 1215), procedimientos y las instrucciones del Sistema de Gestión Integrado (SGI).

##### **2. Procedimiento:**

##### **2.1.a Criterio para la revisión y evaluación de las no conformidades<sup>17</sup>**

Cada criterio de revisión (evaluación) recibe una calificación estandarizada para determinar el desempeño ambiental en las actividades hidrocarburíferas auditadas, conforme al siguiente esquema, (IRAM-ISO 14001:1996, Cláusula 4.5.2, ISO 9000:2000, Secciones 3.1 y 3.6):

- **C conformidad** .....Esta calificación se da a toda actividad, instalación o práctica que se ha realizado o se encuentra dentro de las restricciones, indicaciones o especificaciones expuestas en el Plan de Manejo Ambiental y las

<sup>17</sup> ISO 14010, 14011, 14012, Environmental Auditing, Principios generales y calificación de criterios para la Auditoría. 1996.

Leyes Aplicables (ejemplo: Reglamento Ambiental, DE1215)

- **nc- no conformidad menor** ...Esta calificación implica una falta leve frente al Plan de Manejo Ambiental y/o Leyes Aplicables, dentro de los siguientes criterios: fácil corrección o remediación; rápida corrección o remediación; bajo costo de corrección o remediación; evento de magnitud pequeña, extensión puntual, poco riesgo e impactos menores.
- **NC+ no conformidad mayor** .Esta calificación implica una falta grave frente al Plan de Manejo Ambiental y/o Leyes Aplicables. Una calificación de NC+ también puede ser aplicada al tenerse repeticiones periódicas de no conformidades menores.<sup>18</sup>

### 2.1.b Informe de la No conformidad

Cuando se detecte el levantamiento de NC que resulten ser recurrentes, se deberá proceder a un análisis de sus causas y los resultados serán tratados en reuniones organizadas para el efecto, el que decidirá sobre la necesidad o no de implementar una o más Acciones Correctivas.

### 2.2. Registros

El proceso de reporte de NC y correcciones, identificación de las causas y recomendaciones para Acciones Correctivas. El registro de las NC se realiza en tablas donde consta la identificación el tipo complementado con algunas recomendaciones.

**Tabla No. 5 Registro de no conformidades según su criterio de revisión, observaciones y recomendaciones**

		Tipo de NC	Observaciones (Acciones requeridas)
<b>Título de Sección</b>			
[ID]	[Criterio de Revisión]	[Tipo NC]	[Observaciones]
[ID]	[Criterio de Revisión]	[Tipo NC]	[Observaciones]

<sup>18</sup> ISO 14001, Cláusulas: 4.5.2 Evaluación del cumplimiento Legal; 4.5.3 No conformidad, Acción Correctiva y Preventiva. Cambios en la versión ISO 14001: 2004

### 2.3. Comunicación

A través del reporte de la NC se comunicará de la situación a los responsables, quien eventualmente pondrá en conocimiento de la NC al Grupo de Gestión (GPA-PE, UPA, etc.).

## II) Reportes y Evaluación de Auditoría

Después de la evaluación del cumplimiento a la Normativa Ambiental vigente se realizaron las siguientes actividades:

- Evaluación de datos;
- Puntuaciones de la evaluación (Auditoría); y,
- Llegar a las conclusiones y proporcionar recomendaciones, junto a la propuesta del Plan de Acción.

### II.a Evaluación de Datos

Después de que una actividad (operación o instalación) petrolera ha sido auditada, se evaluó los resultados e identificaron las actividades de alto desempeño, y determinaron la prioridad de las acciones correctivas, para luego presentar la información con resultados comprensibles indicando el grado relativo de incertidumbre asociado.

### II.b Puntuaciones

Tipos de puntuación:

- Cuantitativa como 45% o 45/100
- Cualitativa como severa, moderada, significativa o, alta media baja.
- Combinada como 45% significa responsabilidad severa.
- Otra unidad de medida: Si/No.

Una puntuación tan simple como Si/No puede desarrollarse como **Si**: aceptable, **No**: inaceptable. Este tipo de puntuación puede hacerse más específico expandiéndolo a lo siguiente:<sup>19</sup>

A	Aceptable	F	Inaceptable
B	Necesita mejora menor		
C	Necesita mejora moderada		
D	Necesita gran mejora		

---

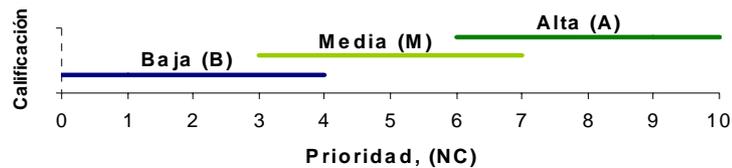
<sup>19</sup> Guía para la conducción de Auditorías Ambientales para las operaciones de la Industria petrolera. ARPEL, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en América Latina y el Caribe. Guía No. 14, pp. 43-45.

Si la nota está basada en 100%, el número puede ser aditivo:

- A 80-100%
- B 66-79%
- C 50-65%
- D 31-49%
- F 0-30%

Algunos autores para dar una importancia o prioridad a las no conformidades registradas en una Auditoría dan una puntuación cuantitativa de 1 a 10, cualitativa: alta, media y baja.

**Gráfico No. 1 Valoración de la importancia (calificación de prioridad) para una no conformidad y su acción correctora.**



Existen también consultores que realizan otra metodología para la puntuación, por ejemplo suman las NC+, nc- y C, y de ahí obtienen un porcentaje, por ejemplo: 89% C, 1% nc- y el restante las NC+, ***sin embargo no da la información referente al sistema de gestión ambiental.***

### II.c Desafíos y beneficios de la puntuación

Desafío:

- Muchos descriptores
- Muchas explicaciones
- Difícil de reportar

Difícil de cuantificar

Beneficios:

- Más fácil para un equipo auditor de proveer un comentario.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Guía para la conducción de Auditorías Ambientales para las operaciones de la Industria petrolera. ARPEL, Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en América Latina y el Caribe. Guía No. 14, pp. 43-45.

## **2.5.2 Documentos de control**

La sistematización de la información sobre las actividades de Petroecuador (actuales, efectuadas desde 1996 y proyectadas) consideran además la clasificación de las operaciones y actividades hidrocarburíferas de Petroecuador, en un formato compatible para la base de datos de la DINAPA, para lo cual se adjuntan en los Anexos (1 a 9) las matrices como resultado de la sistematización de la información de las actividades en hojas electrónicas (Microsoft Office Excel). En base a las características operacionales de cada filial, toma en cuenta diferentes niveles de detalle para la filial Petroproducción y las demás filiales del sistema Petroecuador. Estas matrices facilitarán el control y seguimiento de la gestión ambiental desarrollada en las actividades y los proyectos que ejecuta PETROECUADOR, determinar el cumplimiento de las disposiciones y establecer los cumplimientos y no cumplimientos a la Reglamentación Ambiental vigente para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

### **a) Para PETROPRODUCCIÓN**

Las matrices tituladas **EEAs\_Petroecuador\_CAMPOS** y **EEAs Campos \_Marginales-ITT** (Anexo No. 1), clasifican la información por área de trabajo (nivel 1), por campo (nivel 2: Auca, Libertador, Lago Agrio, Sacha y Shushufindi), y por pozos, así como también por proyectos, actividades o instalaciones (nivel 3). Esta clasificación indica los nombres de los pozos perforados, año de perforación y el estado actual.

El reporte de no conformidades de las operaciones de Petroecuador especifica el cumplimiento de los requerimientos del RS-RAOHE (principalmente los artículos 13, 37, 40 y 55), para cada una de las actividades u operaciones identificadas en las matrices. Para el efecto, está incluida una sección que registra los cumplimientos a través de fechas de presentación y aprobación de los requisitos previstos en la normativa ambiental vigente. En esta sección de la matriz se indican las fechas de presentación y aprobación de TDR, EIAs (Diagnósticos Ambientales), Adendums a los EIA y/o Diagnósticos ambientales, así como también la fecha de la presentación pública del Estudio del Impacto Ambiental. Adicionalmente se registra las observaciones los elementos para preauditoria, (implicaciones y recomendaciones para la auditoria ambiental).

Para la sistematización de las no conformidades (artículos 41, 42, 43 del mismo reglamento, DE 1215) respecto a la Auditorias Ambientales (AA), los programas de

monitoreo y de remediación se disponen en las matrices tituladas: **CSA\_AAs\_Petroproducción\_CAMPOS** y **CSA\_AAs\_Campos Marginales\_ITT** (Anexo No. 2), las cuales indican las fechas de: presentación y aprobación de términos de referencia (TDR) para AA; presentación y aprobación de AAs; y la fechas de presentación de los informes de remediación, nuevamente se registra las observaciones los elementos para preauditoria, (implicaciones y recomendaciones para la auditoria ambiental).

La matriz titulada **CSA Seguimiento-CAMPOS** (Anexo No. 3), registra las fechas de denuncias y/o accidentes, así como también de los informes solicitados por la Subsecretaría, presentados y aprobados. Registra además las fechas de inspecciones dentro del control y seguimiento de la gestión ambiental, y la presentación de los informes de cada una de las inspecciones.

Para la sistematización de los proyectos y Programas de Remediación Ambiental (PRA), la matriz **CSA Proyec\_Prog Remed\_Ambient\_CAMPOS** (Anexo No. 4), indican las fechas de: presentación y aprobación de los proyectos y Programas de Remediación Ambiental de Petroecuador (en los campos operados por Petroproducción), además constan también algunas fechas en las cuales la SPA/DINAPA solicita la presentación de los Programas de remediación Ambiental para algunos proyectos.

La matriz titulada **CSA\_Monitoreo Interno\_PPR\_CAMPOS** (Anexo No. 8), se registran los informes de monitoreo ambiental interno de cada uno de los campos y facilidades petroleras operadas por Petroproducción, presentados y/u observados de acuerdo al Reglamento Ambiental Vigente (DE 1215, y Acuerdo Ministerial No. 071 del 22 de agosto de 2003). Registra además observaciones e implicaciones para una preauditoría o para planificar auditorías posteriores.

#### **b) Para las otras Filiales.**

En la matriz titulada **EEAs Petroecuador\_FILIALES** (Anexo No. 5), se clasifican los proyectos, actividades o instalaciones de cada una de las filiales, en la que constan el nombre, el inicio de la ejecución y el estado Actual (construcción, Operación, etc.) del proyecto, actividad o instalación,. El título “proyectos, actividades o instalaciones” se entiende como genérico para la sistematización de la información.

Para la sistematización de las no conformidades respecto a las Auditorías Ambientales AA, los planes y programas de monitoreo e informes de remediación ambiental por parte de Petroecuador se dispone de la matriz **CSA-AAs-Petroecuador\_FILIALES** (Anexo No. 6), las cuales indican las fechas de: presentación y aprobación de términos de referencia (TDR) para AA; presentación y aprobación de AAs; y la fechas de presentación de los informes de remediación de las otras dos Filiales de Petroecuador. Se registra los elementos para una preauditoría.

Las matrices tituladas: **CSA\_Seguimiento\_ FILIALES** y **CSA\_Seguimiento\_ Est\_Servicio** (Anexo No. 7), registra las fechas de denuncias y/o accidentes, así como también de los informes solicitados por la Subsecretaria, presentados y aprobados. Registra también las fechas de inspecciones dentro del control y seguimiento de la gestión ambiental, y la presentación de los informes de cada una de las inspecciones realizadas a las Instalaciones y/o Proyectos de Petroindustrial y Petrocomercial.

Para el Sistema de Estaciones de Servicio (E/S), de Petrocomercial se dispone de la matriz denominada **CSA\_Seguimiento\_Est\_Servicio**, registra las fechas de los informes solicitados por la Subsecretaria, presentados y aprobados. Registra también las fechas de inspecciones dentro del control y seguimiento a la gestión ambiental, y la presentación de los informes de cada una de las inspecciones a la red de Estaciones.

El monitoreo interno de las instalaciones de Petroindustrial, SOTE, estaciones del SOTE, Terminal de Balao e Instalaciones de Petrocomercial (incluye la red de Estaciones de Servicio afiliadas a PCO), se registran en la matriz **CSA\_Monitoreo Interno\_FILIALES**, (Anexo No. 8), se incluye en la matriz las observaciones a los programas de monitoreo interno (de acuerdo a lo que estipula el reglamento Ambiental Vigente, DE 1215) y los elementos para una auditoría.

Adicionalmente se diseñaron las matrices tituladas **Planes\_presupuestos Petroecuador y Panes\_presupuestos\_Est\_Serv\_Petrocomercial** (Anexo No. 9), para registrar los cumplimientos y/o las no conformidades referentes a los planes, presupuestos e informes ambientales anuales que deben ser presentados por la empresa y/o cada una de las filiales de Petroecuador. Adicionalmente registra los elementos para una preauditoría.

Complementariamente, en todas las se incluye una sección para señalar las implicaciones y/o recomendaciones que pueden ser útiles para la elaboración de planes estratégicos y realización de auditorías ambientales.

## **2.6 Desarrollo del Plan de Acción**

Esta actividad comprende la planificación de un cronograma de cumplimiento a la Reglamentación Ambiental (a cada uno de sus artículos, sus disposiciones transitorias, etc.), de todos los proyectos (en cada una de sus fases), actividades y facilidades petroleras que opera Petroecuador en sus campos.

La prioridad y el período de ejecución son los criterios que se usaron para la generación del cronograma de cumplimiento de la Reglamentación Ambiental vigente (DE 1215 y otros), generando un plan de acción que debe ser seguido por la Dependencia Ministerial, (anexo No. 11).

Una gran parte del Plan de Acción involucra la planificación de tiempo, recursos y fondos de presupuesto para asegurar las recomendaciones son implementadas. El plan debe asegurar que las recomendaciones de alta prioridad sean rápidamente implementadas.

Estos planes constituidos por la integración, en orden de prioridad, de las medidas necesarias identificadas. Adicionalmente, incluye los programas de seguimiento de la calidad ambiental, los cuales son fundamentales para evaluar la eficacia de las soluciones propuestas.

Las medidas descritas en el plan buscan definir los siguientes aspectos:

- \* Errores y no-conformidades identificados en el manejo socio-ambiental y referenciados exactamente a artículos de la normativa ambiental aplicable y obligaciones contractuales.
- \* Acciones requeridas.
- \* Proposición a la empresa auditada del orden de prioridad en que deben ejecutarse las medidas.
- \* Asignación de responsabilidades.
- \* Programación (en el tiempo) de la ejecución del Plan; plazos.
- \* Identificación de las necesidades de recursos.
- \* Definición de indicadores que permitan la evaluación de cada una de las acciones identificadas.

La documentación de las actividades del Plan de acción es también importante para el uso de este registro para futura planificación de Auditorías y como respaldo Legal en caso de un Incidente Ambiental.

## *CAPITULO 3*

### **3.1 RESULTADOS**

Petroecuador concentra el mayor número de las actividades y proyectos dentro de los campos de producción petrolera, (algunas instalaciones existentes desde la década de los setenta), centros de almacenamiento, estaciones de bombeo, estaciones facilitadoras, oleoductos y poliductos, centros industriales de procesamiento de crudo, terminales, beaterios y centros de distribución de derivados, esto hace que no se pueda clasificar todas las actividades y proyectos dentro de un solo modelo de matrices, las mismas que fueron diseñadas para la realización de este estudio.

Para realizar el estudio debió considerarse en dos grupos las actividades y proyectos de la Empresa estatal, estos permitieron determinar las conformidades y no conformidades a la normativa ambiental establecida para las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador, 1) los proyectos y actividades realizadas antes del Decreto Ejecutivo No. 1215 (RS-RAOHE), y 2) las actividades y proyectos realizados por Petroecuador luego de la expedición del DE 1215 el 13 de febrero del 2001, (incluye las disposiciones transitorias del Reglamento mencionado y otros Acuerdos Ministeriales expedidos posteriormente).

Esto ayudará a una mejor comprensión de los gráficos como resultado del análisis de cada una de las matrices utilizadas para la sistematización de la información ambiental, y que de alguna manera indican el grado de cumplimiento a las Normas y Reglamentos Ambientales vigentes, los cuales están obligados a cumplir para cada una de las actividades Hidrocarburíferas en el País.

Para la realización de los gráficos de análisis se agrupó por filiales y por grupos de proyectos o proyectos similares, en algunos casos los requisitos a cumplir son los mismos, como reza el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

### 3.1.1 PETROPRODUCCIÓN

#### 3.1.1.1 Programas Sísmicos 2D/3D

Los programas sísmicos 2D/3D ejecutados por Petroecuador en los distintos campos, desde el año 1996 a febrero de 2004, contabilizan un total de 28, de los cuales 6 (21,5%) de los programas sísmicos fueron realizados luego de la expedición del Acuerdo Ministerial 1215. Fueron presentados un total de 23 EIA antes de la expedición del RS-RAOHE, y un total de 6 EIA fueron presentados después de la expedición de Reglamento antes mencionado. Se contabilizaron un total de 13 TDR para elaboración de los EIA de los programas sísmicos 2D/3D, presentados luego del 13 de febrero de 2001.

*El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (DE 1215), en el capítulo III 13 establece la obligatoriedad de la presentación de los EIA previo el inicio de cualquier proyecto ó actividad, en el capítulo IV el artículo 37 señala que previa la entrega de los EIA a la SPA para su evaluación y aprobación, deben realizar una presentación pública de los mencionados estudios. El artículo 40 determina que antes de realizar cualquier tipo de Estudio Ambiental, deben presentarse a la SPA los Términos de Referencia (TDR) específicos basados en la Guía Metodológica del artículo 41 de este Reglamento.*

En las matrices denominadas **EEAs-Petroecuador\_CAMPOS** y **EEAs\_Campos\_Marginales-ITT** (Anexos No. 1), se registran los cumplimientos y no cumplimientos por parte de la filial Petroproducción a la Reglamentación Ambiental vigente, referentes a la presentación y aprobación de los TDR para la elaboración de los EIA, así como de los Estudios de Impacto Ambiental (y/o Diagnósticos Ambientales, Art. 41 numeral 3 del RS-RAOHE, DE 1215), se obtuvo los siguientes resultados:

i) Programas sísmicos 2D.

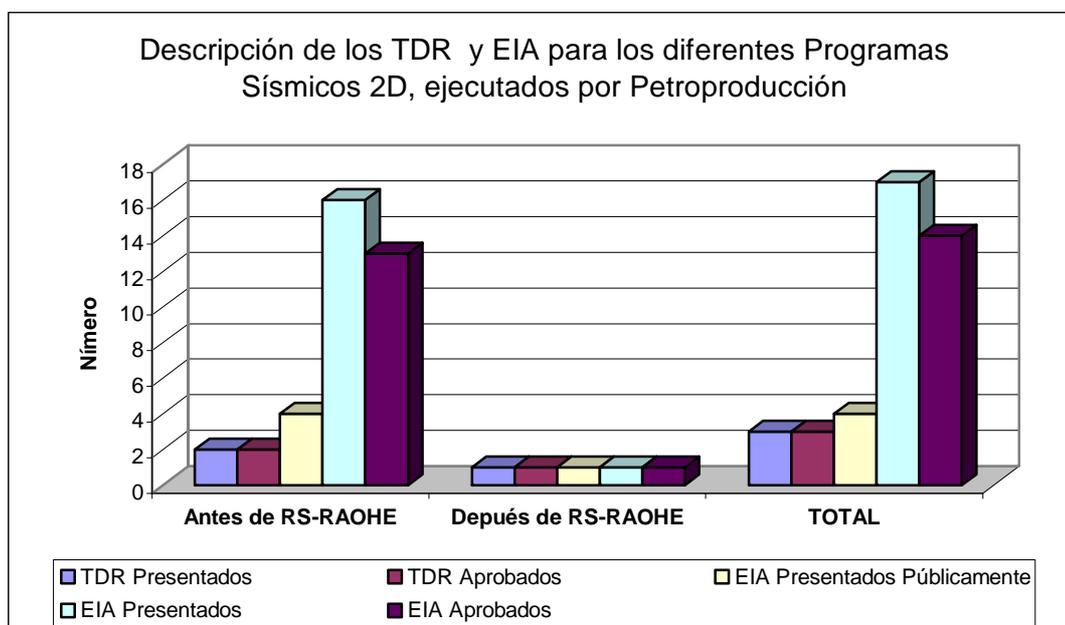
**Tabla No. 6 Descripción de los TDR y EIA para los diferentes Programas Sísmicos 2D, ejecutados por Petroproducción desde 1996.**

	TDR Presentados	TDR Aprobados	EIA Presentados Públicamente	EIA Presentados	EIA Aprobados
Antes del RS-RAOHE	2	2	4	16	13
Después del RS-RAOHE	1	1	1	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>17</b>	<b>14</b>

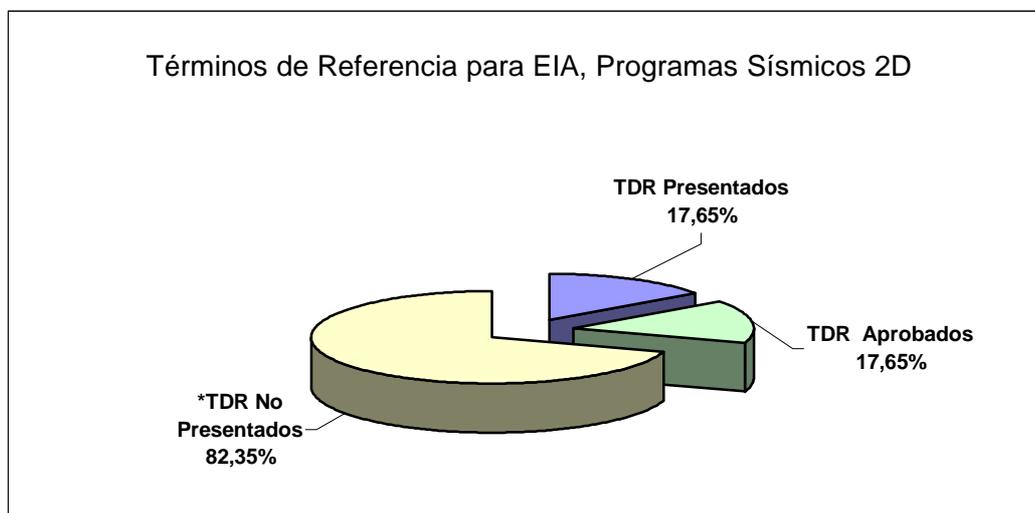
TDR Aprobados	TDR No Presentados	EIA* Presentados Públicamente	EIA Aprobados	EIA No Aprobados
100,00 %	82,35 %	29.41 %	82,35 %	17,65 %

\* No obligatorio antes del RS-RAOHE (Decreto Ejecutivo 1215)

**Gráfico No. 2 Descripción de los TDR y EIA para los diferentes Programas Sísmicos 2D, ejecutados por Petroproducción**

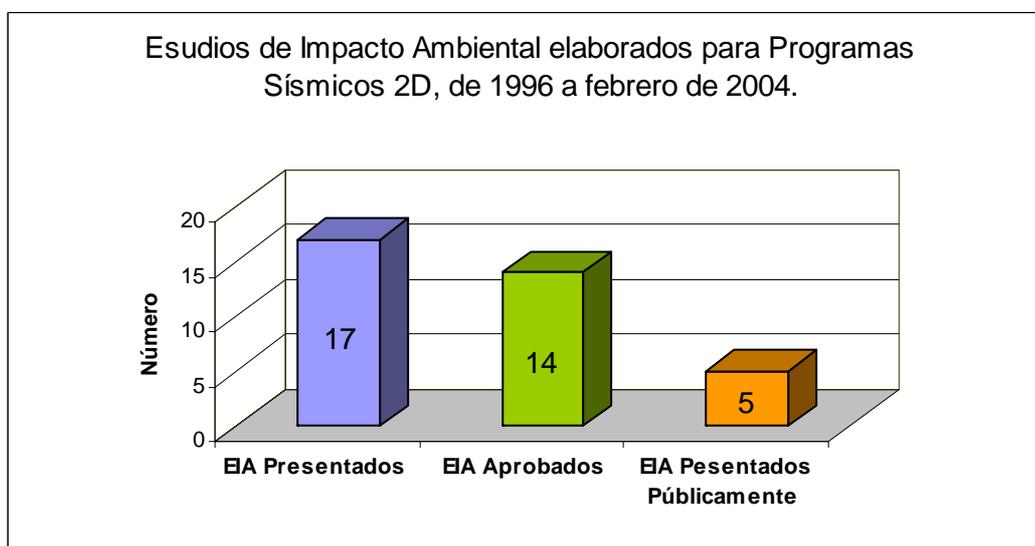


**Gráfico No. 3 TDR para EIA, para la Prospección Sísmica 2D, 1996-2004 de Petroecuador.**



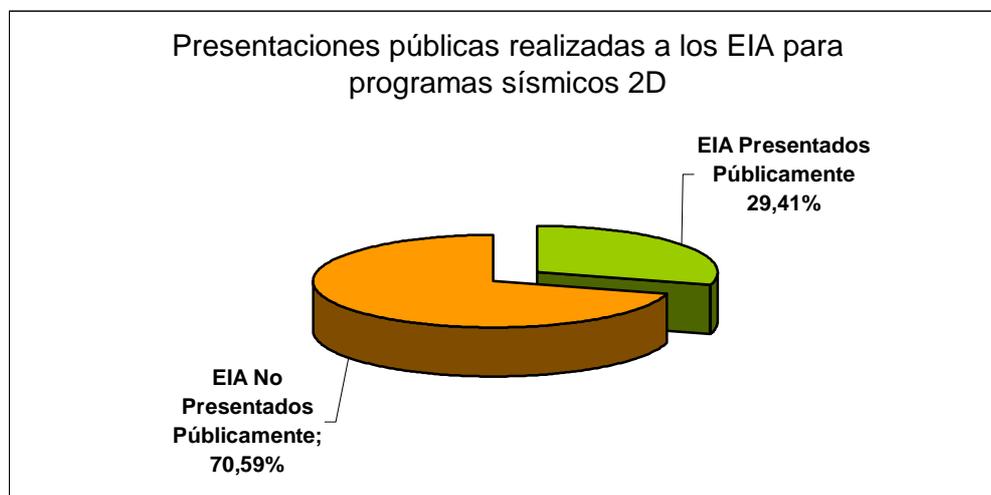
\* No obligatorio antes del RS-RAOHE (Decreto Ejecutivo 1215)

**Gráfico No. 4 EIA para Programas Sísmicos 2D, de 1996 a febrero de 2004.**



La presentación pública de los EIA no se consideraba como obligatoria en el antiguo Reglamento Ambiental 2982, previa la aprobación de los Estudios Ambientales, así como también la presentación de los TDR para la elaboración de los mismos, sin embargo en las normativas actuales es una obligación la presentación pública previa su aprobación. Esto se ve reflejado en el gráfico siguiente el cual muestra un alto porcentaje de EIA que no fueron presentados públicamente.

**Gráfico No. 5 Presentación Pública de EIA para realizar Prospección Sísmica 2D, 1996- febrero 2004**



**ii) Programas Sísmicos 3D.**

El Ministerio de Energía y Minas, mediante la SPA/DINAPA, registra que se aprobaron un total de 7 EIA para programas de Sísmica 3D en campos (áreas petroleras) operadas por Petroproducción, en la siguiente tabla se describe los TDR y EIAs presentados y aprobados.

**Tabla No. 7 Descripción de los TDR y EIA para los diferentes Programas Sísmicos 3D, ejecutados por Petroproducción desde 1996**

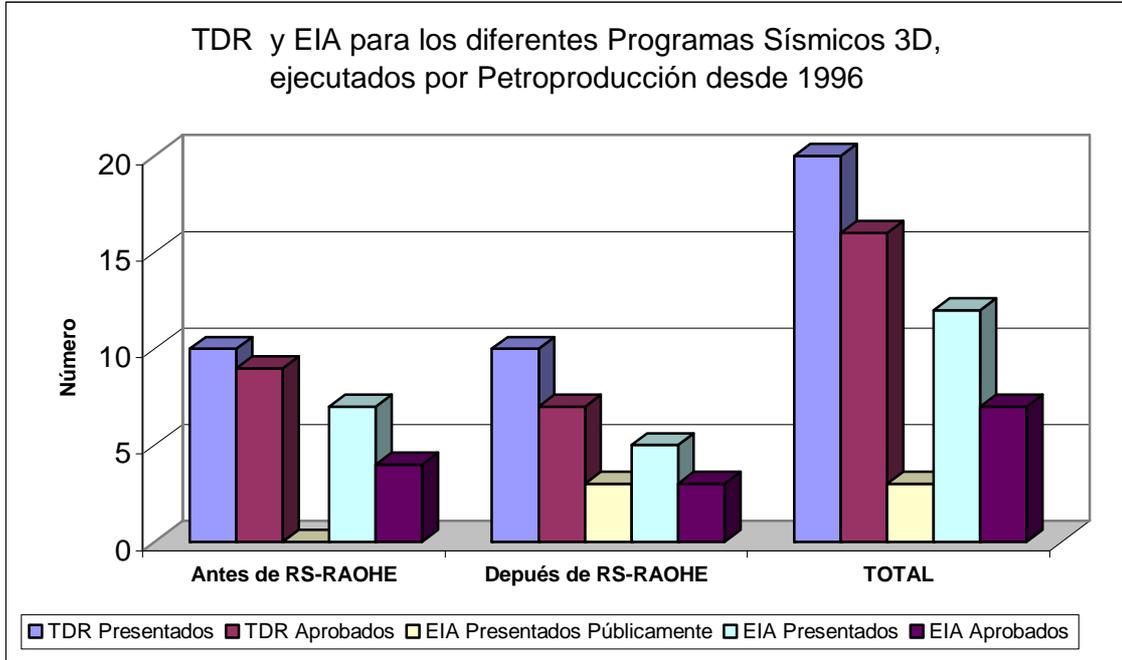
	TDR Presentados	TDR Aprobados	EIA Presentados Públicamente	EIA Presentados	EIA Aprobados
Antes del RS-RAOHE	10	9	NR	7	4
Después del RS-RAOHE	10	7	3	5	3
<b>TOTAL</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	<b>3</b>	<b>12</b>	<b>7</b>

NR No registrado

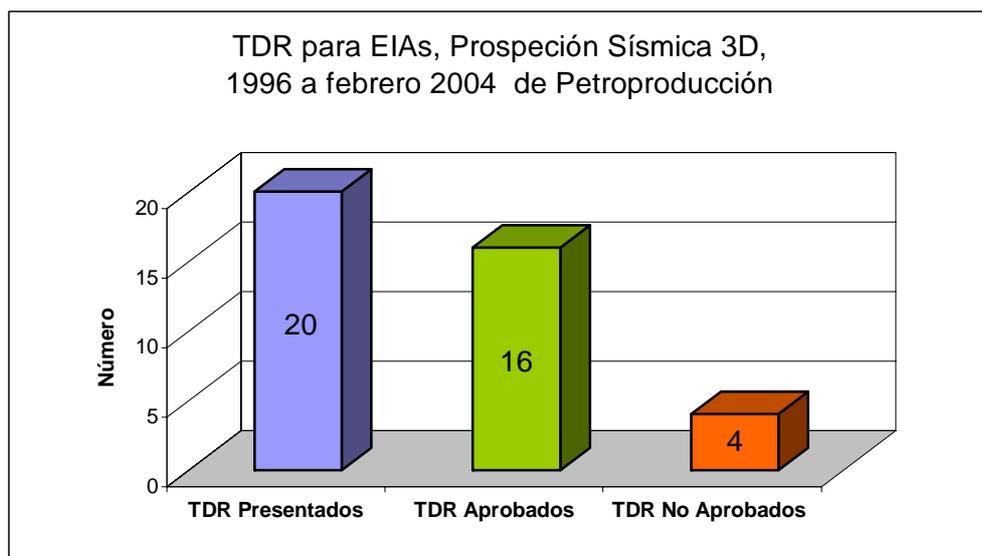
TDR Aprobados	TDR No Aprobados	EIA * Presentados Públicamente	EIA Aprobados	EIA No Aprobados
80,00 %	20,00 %	25,00 %	58,33 %	41,67 %

\* No obligatorio antes del RS-RAOHE (Decreto Ejecutivo 1215)

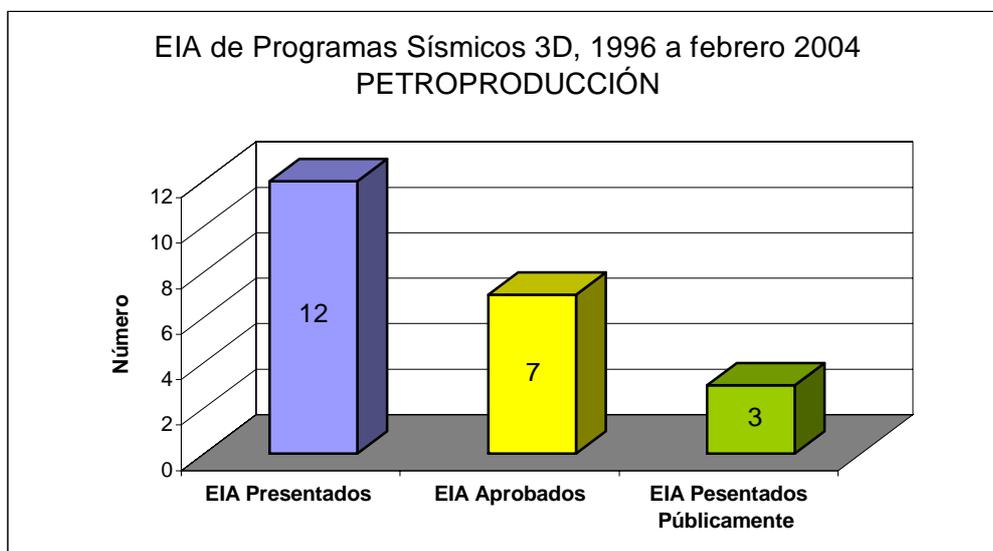
**Gráfico No. 6 Descripción de los TDR y EIA para los diferentes Programas Sísmicos 3D, ejecutados por Petroproducción desde 1996**



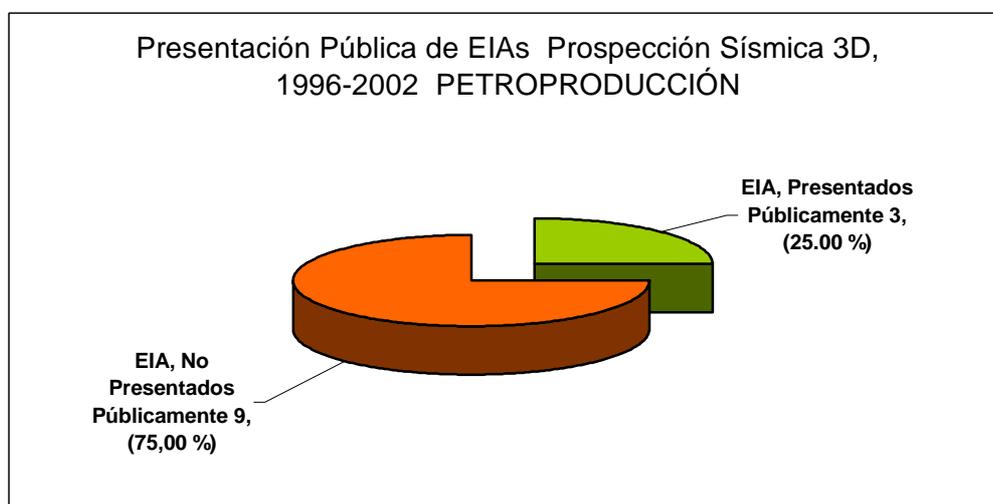
**Gráfico No. 7 Descripción de los TDR para los EIA para programas sísmicos 3D, presentados por Petroproducción desde 1996.**



**Gráfico No. 8 Estudios de Impacto Ambientales presentados para programas sísmicos 3D, desde 1996.**



**Gráfico No. 9 Presentaciones públicas realizados a los EIA, dentro de los programas sísmicos 3D, a partir de 1996.**



El porcentaje de EIA que fueron presentados públicamente luego de la vigencia del RS-RAOHE, es del 100 % previa la aprobación. Esto guarda relación con lo mencionado anteriormente, respecto a que alrededor de un 42,0% del los EIA para Sísmica 3D fueron presentados y ejecutados a partir de la expedición del Decreto Ejecutivo 1215 (RS-RAOHE), del 13 de febrero del 2001, en donde contempla que los EIA previa su aprobación deben ser presentados públicamente.

### 3.1.1.2 Perforación, re-acondicionamiento de pozos, (exploratorios, de avanzada, desarrollo, inyectores, etc.).

Los proyectos para la perforación de pozos nuevos (exploratorios, avanzada, desarrollo, inyectores, etc.), ejecutados desde 1996 suman 61 hasta el 13 de febrero del 2001, a partir de esa fecha hasta febrero 2004 suman 65 (se incluye estudios para pozos ya perforados y que fueron destinados a la reinyección de aguas industriales) dando un total de 126 proyectos.

*Los artículos 51 y 55 establecen la presentación de los EIA 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 del mencionado Reglamento. La transitoria sexta del reglamento indicaba sobre la metodología para la elaboración de los EIA para aquellas instalaciones existentes antes de la expedición de la normativa y que no contaban con los Estudios y en plazo determinado (90 días). Como en los casos anteriores el artículo 40 determina que antes de realizar cualquier tipo de Estudio Ambiental, deben presentarse a la SPA los Términos de Referencia (TDR).*

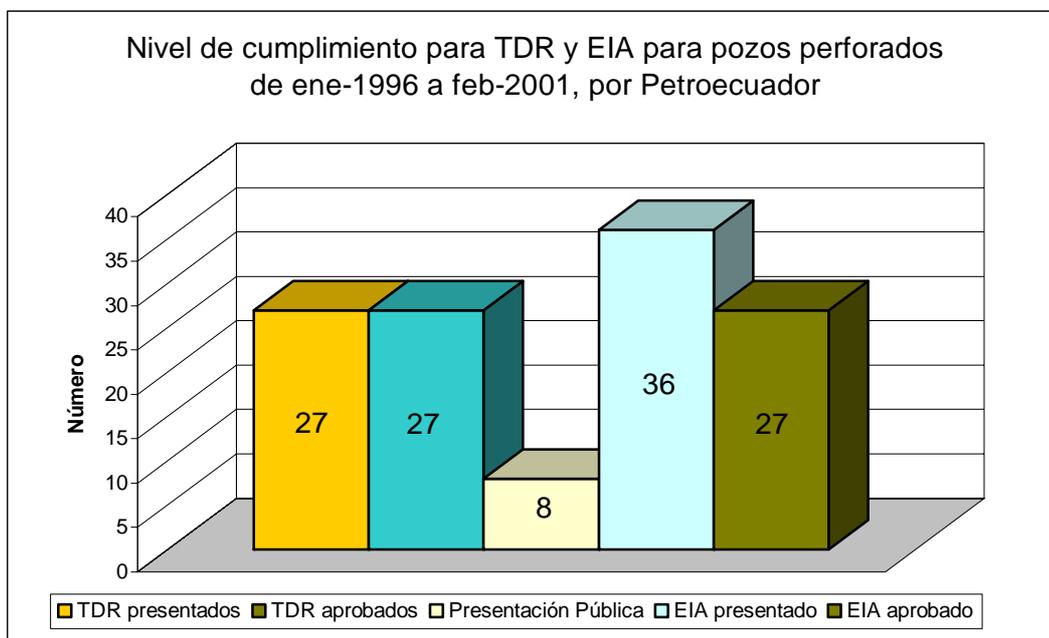
En las matrices denominadas **EEAs\_Petroecuador\_CAMPOS** y **EEAs Campos\_Marginales-ITT**, (Anexos No. 1) se registran los cumplimientos y no cumplimientos referentes a los TDR para EIA y EIA, se obtuvieron los siguientes resultados:

#### i) Cumplimientos para TDR y EIA para pozos perforados de enero 1996 a febrero 2001, por Petroecuador.

**Tabla No. 8 Cumplimiento de los TDR y EIA para pozos perforados desde 1996 a febrero de 2001, realizados por Petroproducción.**

TDR presentados	TDR aprobados	Presentación Pública	EIA presentado	EIA aprobado
27	27	8	36	27
44,26%	44,26%	22,23%	59,02%	44,26%

**Gráfico No. 10 Nivel de cumplimiento de los TDR y EIA para pozos perforados desde 1996 a febrero de 2001, realizados por Petroproducción.**



ii) Cumplimientos para TDR y EIA para pozos de feb-2001 a feb-2004, por Petroecuador.

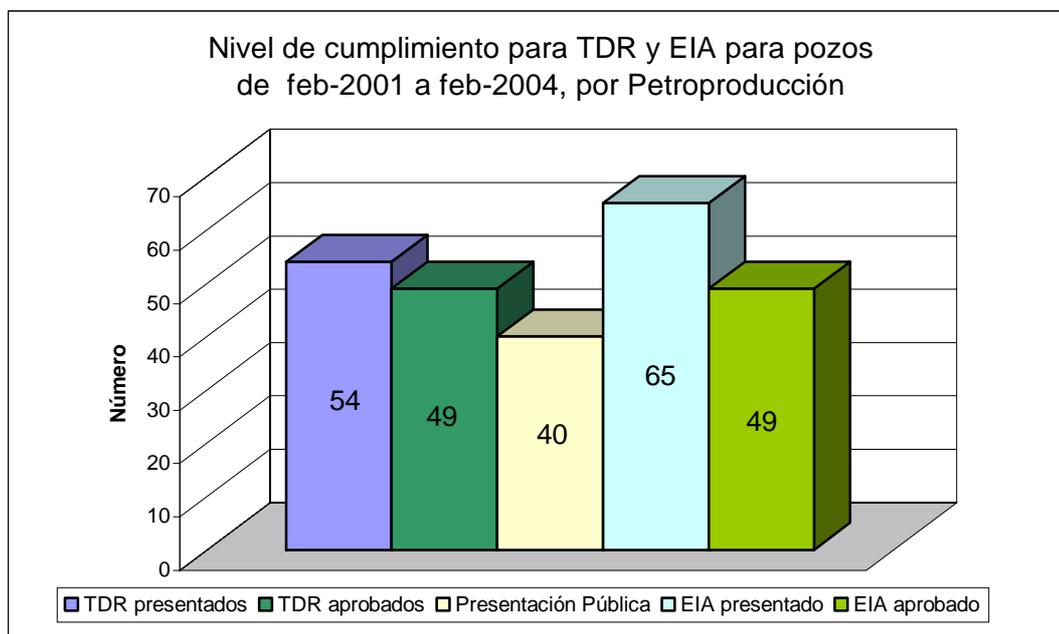
**Tabla No. 9 Cumplimiento de los TDR y EIA para pozos petroleros desde febrero de 2001 a febrero de 2004, realizados por Petroproducción.**

TDR Presentados	TDR Aprobados	Presentación Pública	EIA Presentado	EIA * Aprobado
54	49	40	65	49
-	90,74%	-	-	75,38%

\* Incluye Estudios para adecuación de pozos reinyectores de aguas de formación.

Debe anotarse que algunos de los TDR para los EIA de perforación y/o desarrollo de pozos fueron presentados antes de febrero de 2001, sin embargo sus estudios fueron presentados luego de la entrada en vigencia del RS-RAOHE (DE 1215). De la tabla se puede observar que existen más EIA aprobados que Presentaciones Públicas, ya que se incluye los estudios presentados para la adecuación de pozos para la inyección de aguas de formación (aguas industriales), y en algunos casos las presentaciones públicas se realizaron una para varios pozos del mismo campo.

**Gráfico No. 11 Nivel de cumplimiento de TDR y EIA para los pozos perforados (y/o reacondicionados) de febrero 2001 a febrero de 2004.**



**iii) Cumplimiento de los TDR y EIA de pozos perforados y/o acondicionados, desde 1996 a feb-2004, por Petroproducción.**

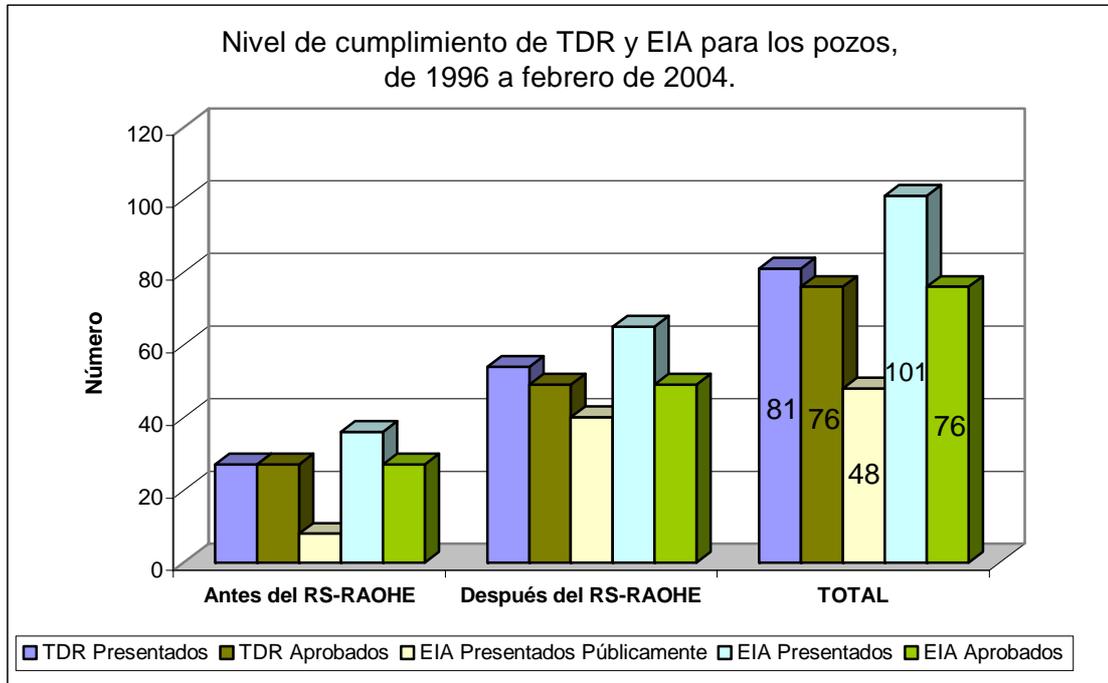
En esta parte del análisis se detalla el porcentaje total de los proyectos (126) de perforación y acondicionamiento de pozos ejecutados desde 1996 a febrero de 2004, así como el porcentaje de TDR y EIA presentados y aprobados y ejecutados por parte de Petroecuador en la región Amazónica.

**Tabla No. 10 Cumplimiento de los TDR y EIA para pozos petroleros desde 1996 a febrero de 2004, realizados por Petroproducción.**

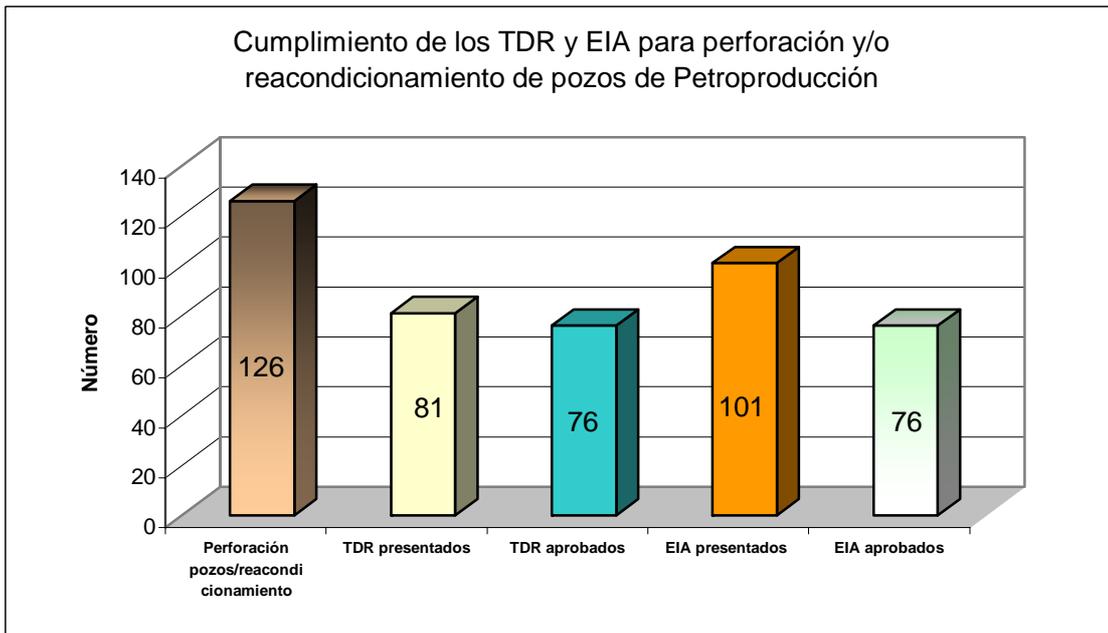
	TDR Presentados	TDR Aprobados	EIA * Presentados Públicamente	EIA Presentados	EIA Aprobados
Antes del RS-RAOHE	27	27	8	36	27
Después del RS-RAOHE	54	49	40	65	49
<b>TOTAL</b>	<b>81</b>	<b>76</b>	<b>48</b>	<b>101</b>	<b>76</b>
	-	93,83%	-	-	75,25%

\* No obligatoria antes del RS-RAOHE (DE 1215).

**Gráfico No. 12 Nivel de cumplimiento de TDR y EIA para los pozos perforados (y/o reacondicionados), de 1996 a febrero de 2004.**



**Gráfico No. 13 Cumplimiento de los TDR y EIA para proyectos de perforación y/o reacondicionamiento de pozos operados por Petroproducción.**

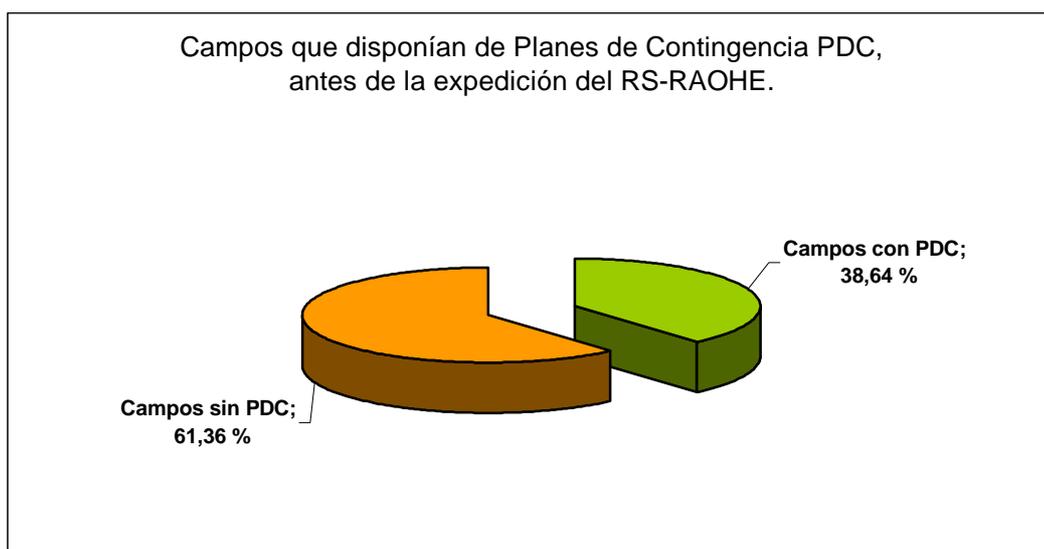


### 3.1.1.3 Planes de contingencia (PDC)

Como se ha venido mencionando, antes de la expedición del Reglamento Sustitutivo para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RS-RAOHE), el 13 de febrero del 2001, Decreto Ejecutivo 1215, regía el antiguo Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (RAOH) Decreto Ejecutivo 2982, no contemplaba la obligatoria de los TDR para los diferentes Estudios Ambientales.

Un alcance a los estudios de impacto Ambiental (EIA) eran los planes de contingencia (PDC), los cuales de los 44 campos operados por Petroecuador, 17 de los campos tienen PDC presentados, lo que equivale al 38.64%, como se representa en la siguiente figura:

**Gráfico No. 14 Campos de Petroproducción con Planes de Contingencia Presentados.**



### 3.1.1.4 Planes de Manejo Ambiental de campos Petroleros operados por Petroproducción

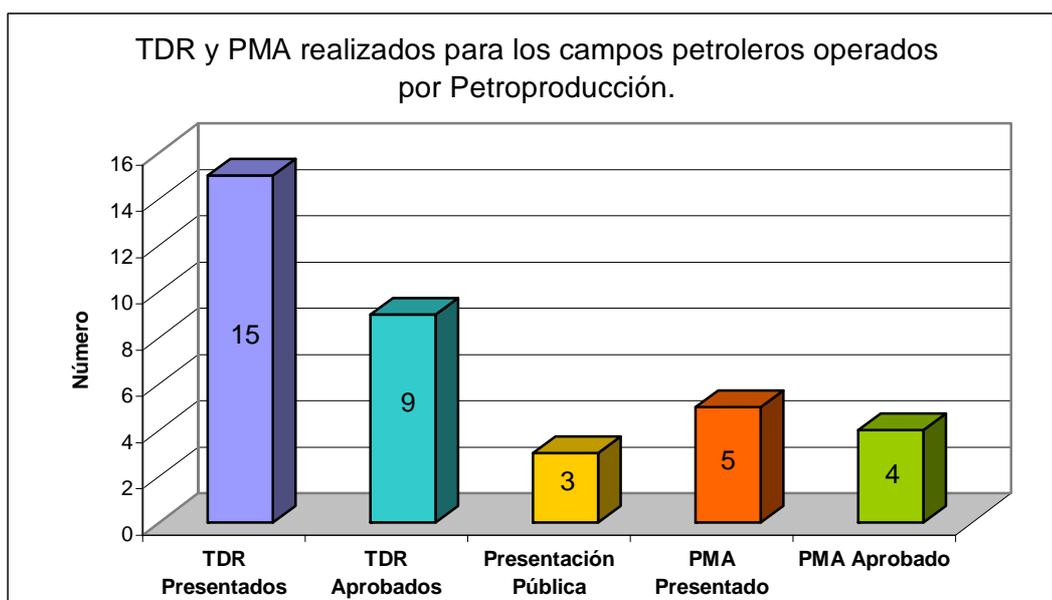
Petroecuador en los dos últimos años ha presentado los TDR y los PMA para su aprobación en la SPA, para su campos petroleros en la Región Amazónica, 15 TDR han sido presentados, 9 de ellos aprobados, se realizaron tres presentaciones públicas de los PMA, 5 estudios de PMA presentados, 4 de ellos aprobados por la Dependencia Ministerial.

En la Guía metodológica para la elaboración de los EIA descrita en el artículo 41 del Reglamento (DE1215), el numeral 7 establece presentar los Planes de Manejo Ambiental una vez que se han identificado, analizado y cuantificado los impactos ambientales derivados de las actividades hidrocarburíferas, detallando los planes de prevención y mitigación de impactos, de contingencia, capacitación, manejo de desechos, relaciones comunitarias, rehabilitación de áreas afectadas, salud ocupacional, seguridad industrial, de abandono y entrega del área ocupada; con sus respectivos programas, presupuestos y cronogramas.

**Tabla No. 11 TDR y PMA realizaos para los campos petroleros operados por Petroproducción.**

TDR Presentados	TDR Aprobados	Presentación Pública	PMA Presentado	PMA Aprobado
15	9	3	5	4
	60,00%	-		80,00%

**Gráfico No. 15 TDR y PMA realizaos para los campos petroleros operados por Petroproducción.**



### **3.1.1.5 Control y Seguimiento Ambiental, Auditorías Ambientales (AAs)**

#### **i) TDR para la realización de las Auditorías Ambientales.**

A partir del año 1996 se han registrado la Presentación de TDR (7) para la realización de las AA para varios campos operados por Petroproducción, de los cuales constan como aprobados 6 TDR.

*El artículo 42 del Decreto Ejecutivo 1215 (RS-RAOHE), dispone que la SPA por intermedio de la DINAPA auditara al menos cada dos años, o cuando se detectaran incumplimientos al PMA, y luego de determinado el alcance de la Auditoría Ambiental.*

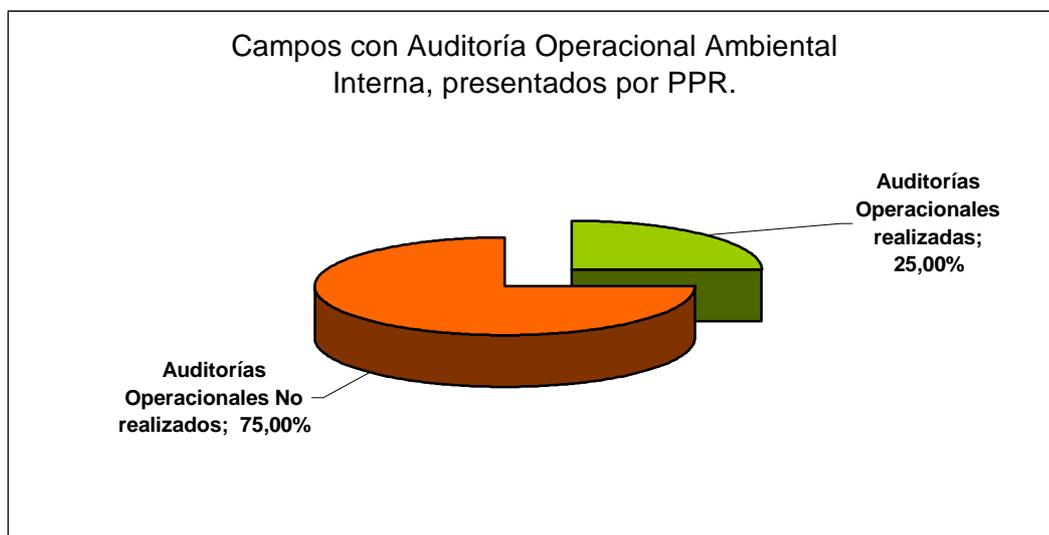
*Se establece además que los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una AA de sus actividades, previa la aprobación de los correspondientes TDR (artículo 40), y la presentación del respectivo informe de auditoría.*

La SPA/DINAPA realizó en Noviembre del 2002 la contratación para la Auditoría Ambiental (AA) de todos los campos y Bloques petroleros incluidos los campos operados por Petroecuador.

A finales del 2002 y parte de año 2003 se realizaron las Auditorías Ambientales de varios de los campos (Cononaco, Auca, Libertador, Lago Agrio, Sacha, y de los Campos Marginales Chanangue, Ocano-Penas Blancas, Pacay, Puma y Singue, se registró también la realización de la auditoría en el campo Pañacocha), de los cuales sólo han sido aceptadas las acciones para levantar las no conformidades registradas en las AA del campo Cononaco.

Se registró una Auditoría Operacional Ambiental Interna de los campos Shushufindi, Sacha, Libertador, Auca y Cononaco (1999-2001) presentada el 7 de marzo de 2002 que suman el 25 % de la totalidad de los campos operados por la Filial.

**Gráfico No. 16 Campos en que se realizaron la Auditoría Ambiental Interna por parte Petroecuador.**



**ii) Puntos y planes de monitoreo.**

Varios de los pozos petroleros de algunos campos no disponen de puntos de descarga de residuales y de emisiones (puntos de monitoreo), esto debido a que el crudo es transportado desde los pozos a las estaciones facilitadoras o a pequeñas estaciones (mini estaciones) donde es tratado, que se encuentran en cada uno de los campos, o cerca de ellos. Sin embargo, esto no justifica que no se tengan identificados los puntos de monitoreo (muestreo) en el supuesto caso de accidentes o derrames de crudo. En algunos pozos existen mecheros (teas) para quemar el gas residual y pequeñas estaciones, en donde deben ser también inventariados los puntos de monitoreo.

*En el artículo 12 del Reglamento antes mencionado (DE 1215), establece la realización del monitoreo ambiental interno y su frecuencia para sus emisiones a la atmósfera, descargas líquidas, y sólidas así como de la remediación de suelos y/o piscinas contaminadas.*

*Para el efecto dispone la obligatoriedad de presentar a la DINAPA la identificación (inventario de los puntos de monitoreo) según los formatos del anexo 4 del Reglamento.*

*En el Acuerdo Ministerial 071 (RO No. 153 del 22 de agosto de 2003), fija los límites máximos permisibles para emisiones a la atmósfera provenientes de fuentes*

*fijas para las actividades hidrocarburíferas; en la transitoria segunda solicita presentar (en 90 días a partir de su publicación) todas las fuentes de combustión que no hayan sido reportadas como puntos de monitoreo y conforme al literal a) del artículo 8 del mencionado acuerdo.*

El 96,67% (29) de las estaciones tienen identificado y han sido presentado los puntos de monitoreo y sus respectivos planes de monitoreo, el 93,10% (27), han sido aprobados. En lo referente a los campos de producción petrolera operados por Petroecuador un 44,12% (15) de ellos han presentado sus puntos de monitoreo a la Autoridad Ambiental, de los cuales el 86,67% han sido aprobados. Los planes de monitoreo presentados y aprobados para 24 campos, representan el 70,59%.

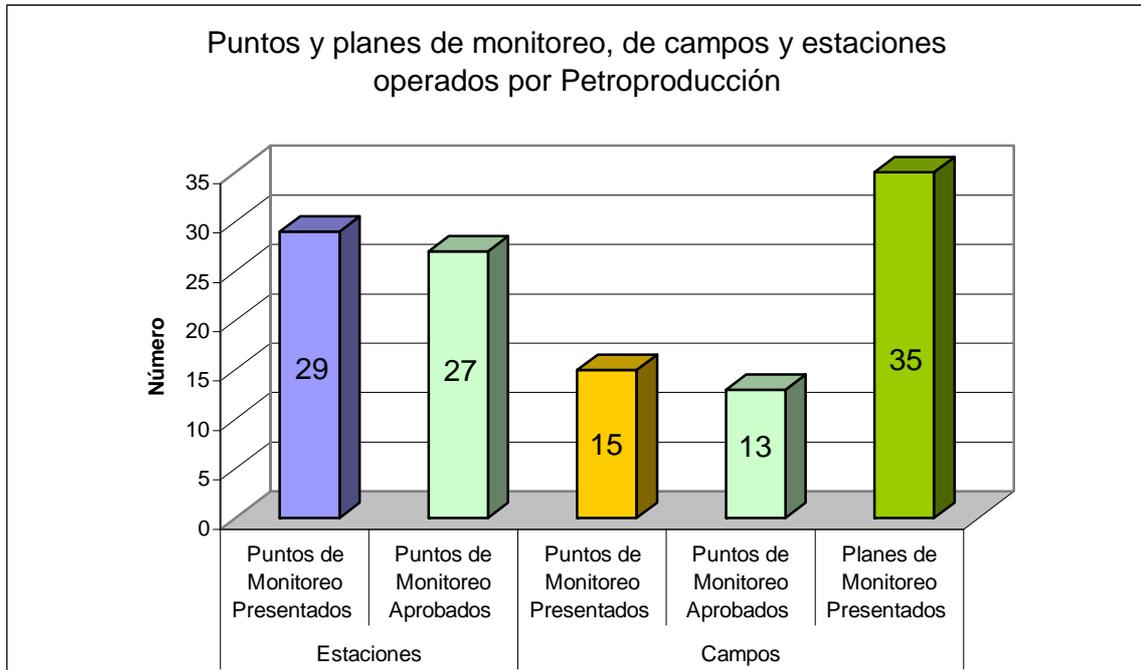
**No se registran TDR específicos para planes y programas de monitoreo ambiental interno en los campos operados por Petroproducción.**

**Tabla No. 12 Cumplimiento de los Puntos de Monitoreo Interno para los campos operados por Petroproducción (incluye los marginales)**

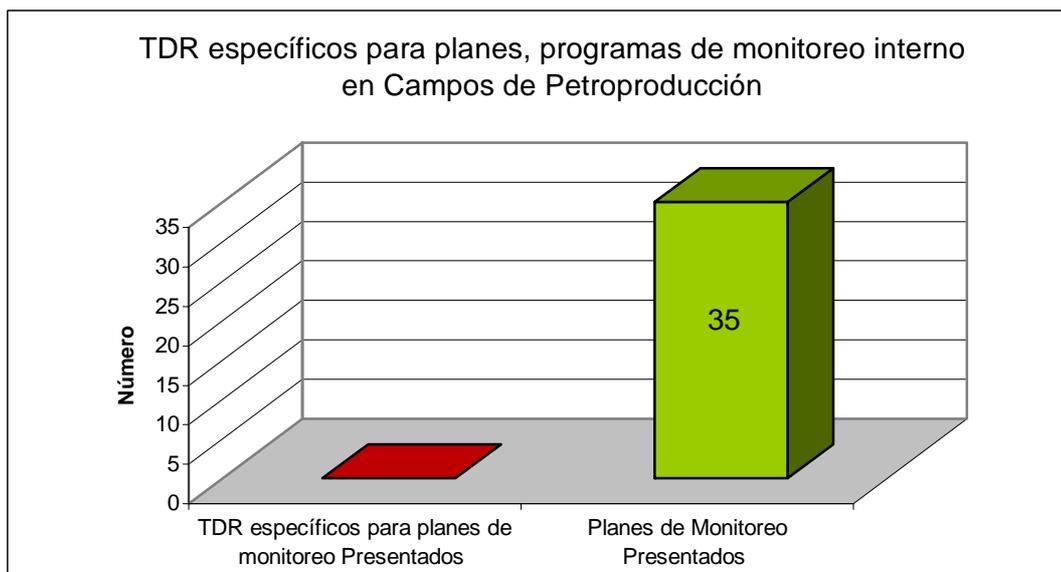
Estaciones		Campos			
Inventario Puntos de Monitoreo Presentados	Inventario Puntos de Monitoreo Aprobados	Inventario Puntos de Monitoreo Presentados	Inventario Puntos de Monitoreo Aprobados	Planes, Programas monitoreo presentados	TDR específicos para Monitoreo
29	27	15	13	35	NR
96,67%	93,10%	44,12%	86,67%	-	

NR: no registrado en archivos DINAPA

**Gráfico No. 17 Cumplimiento de los Puntos de Monitoreo Interno para los campos operados por Petroproducción (incluye los marginales).**



**Gráfico No. 18 TDR específicos par monitoreo ambiental interno**



### iii) Denuncias, derrames, e informes de remediación presentados.

A partir de enero de 1996 a febrero de 2004 se registraron aproximadamente 165 contingencias (denuncias y/o derrames), en pozos y líneas de flujo, mini estaciones, estaciones facilitadoras, dentro de los campos operados por Petroproducción, se registraron 73 denuncias de diferentes instituciones y/o comunicaciones de Petroecuador a la DNH ó SPA/DINAPA, de estas denuncias se presentaron 23 informes de los accidentes ó siniestros (31,51%). Los informes de remediación presentados a causa de los diferentes derrames y o accidentes suman 25 (15,34%), menos del 4,00 % de estos fueron aprobados.

*El artículo 91 estipula la acción popular para denunciar a la Dependencia Ministerial todo hecho que contravenga el Reglamento Ambiental, además establece que en término de quince días después de notificado sobre la denuncia, presentar las pruebas de descargo. En el artículo 88 se detallan los mecanismos de vigilancia y de monitoreo ambiental conjuntamente con la participación ciudadana.*

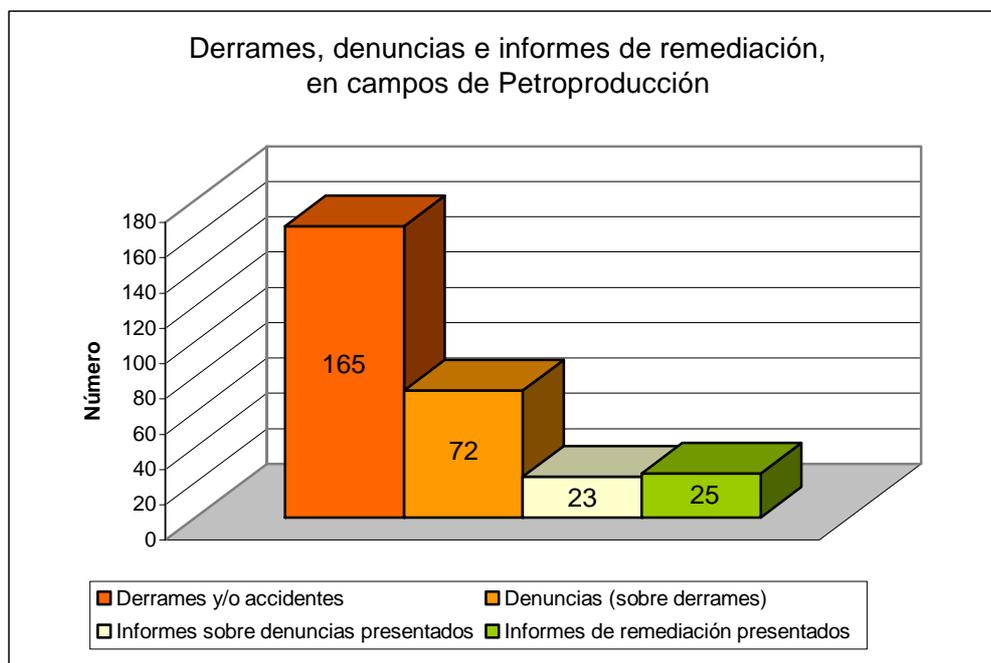
*La atención a contingencias (derrames) y sus programas de remediación están contemplados en el artículo 16 (remediación de piscinas y/o suelos contaminados, remediación después de accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, derivados y otros productos), así como la coordinación sobre los aspectos técnicos de monitoreo y control de programas y proyectos de remediación ambiental que, previo su ejecución deben ser presentados y aprobados*

Petroecuador conjuntamente con su filial Petroproducción han presentado a partir del año 1996 un total de 27 programas de remediación, el 37,04 % fueron aprobados por la Entidad de Control.

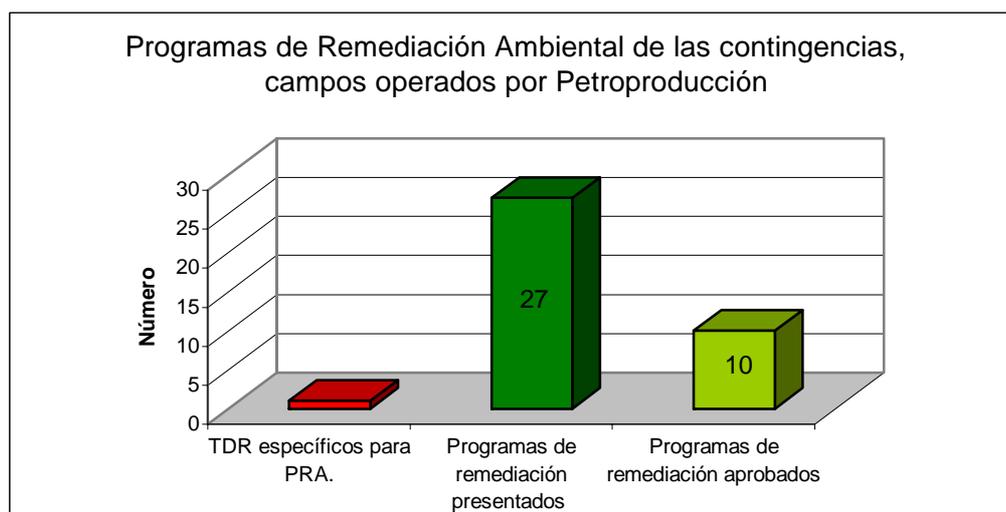
**Tabla No. 13 Denuncias e informes de remediación, en campos de Petroproducción**

<b>Derrames y/o accidentes</b>	<b>Denuncias (sobre derrames)</b>	<b>Informes sobre denuncias presentados</b>	<b>Informes de remediación presentados</b>
165	73	23	25
	44,24%	31,51%	15,34%

**Gráfico No. 19 Cumplimiento a las denuncias registradas sobre derrames ocurridos en los diferentes campos de Petroproducción.**



**Gráfico No. 20 Programas de remediación presentados y/o aprobados en relación a las zonas afectadas por derrames.**



**No se registraron TDR específicos para la elaboración de Programas de Remediación Ambiental, salvo el caso para la remediación del sector de Papallacta, por el derrame ocurrido el 08-abr-04 y asignada la obra a ECUAVITAL Cía. Ltda.**

### 3.1.1.6 Pasivos Ambientales, campos Petroproducción.

Los pasivos ambientales de las áreas Auca, Lago Agrio, Sacha y Shushufindi fueron identificados en los Diagnósticos Ambientales realizados a cada una de ellas, y en otros Estudios que tenían la finalidad de que las Empresas interesadas en participar en las diferentes Licitaciones Internacionales que se realizaron (a realizarse), disponga de una información referencial que permita conocer la situación ambiental actual.

*En el capítulo III los literales 16, 18, 20 y del 22 al 32 del Reglamento Ambiental vigente (DE 1215), señalan los lineamientos para el diagnóstico, caracterización y programas o proyectos de remediación de Pasivos Ambientales y otros procesos de recuperación relacionados con las actividades de remediación ambiental.*

*En el artículo 86 capítulo XII se establecen los límites de control para algunos parámetros físicos-químicos, y que se generan de los pasivos ambientales (pasivos de flujo), se incluye también los límites permisibles para la emisión de ruido.*

Esta parte del trabajo de Tesis está enfocado al análisis de los Pasivos Ambientales identificados producto de las actividades de desarrollo y producción en los diferentes campos operados por Petroproducción (incluye información de los campos Marginales y los ya concesionados a SIPEC), Los resultados del análisis se desglosan en la siguiente tabla.

**Tabla No. 14 Análisis de Pasivos ambientales de las áreas Auca, Lago Agrio, Sacha y Shushufindi, operadas por Petroproducción.**

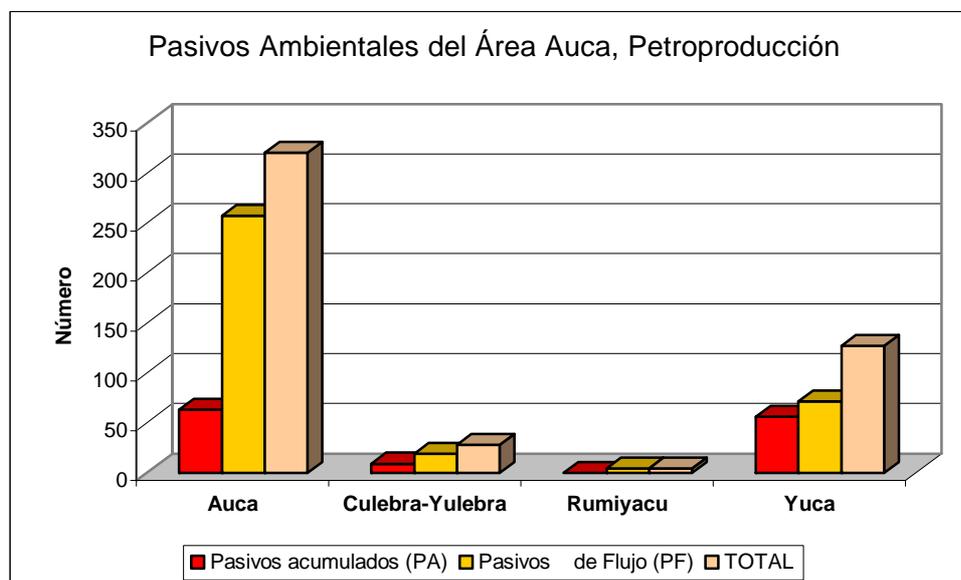
COMPAÑÍA: Petroecuador		ANÁLISIS DE PASIVOS AMBIENTALES				
AREA	CAMPO	Pasivos acumulados (PA)		Pasivos de Flujo (PF)		TOTAL
		Número	Porcentaje	Número	Porcentaje	
AUCA	Auca	63	19,69%	257	80,31%	320
	Culebra-Yulebra	9	32,14%	19	67,86%	28
	Rumiyacu	-	0,00%	4	100,00%	4
	Yuca	56	44,09%	71	55,91%	127
LAGO AGRIO	Dureno	-		-		-
	Guanta	11	13,10%	73	86,90%	84
	Lago Agrio	37	16,23%	191	83,77%	228
SACHA	Huamayacu	7	70,00%	3	30,00%	10
	Pata	4	100,00%	-	-	4
	Pucuna	10	16,39%	51	83,61%	61
	Sacha	55	9,79%	507	90,21%	562

COMPAÑÍA: Petroecuador		ANÁLISIS DE PASIVOS AMBIENTALES				
AREA	CAMPO	Pasivos acumulados (PA)		Pasivos de Flujo (PF)		TOTAL
		Número	Porcentaje	Número	Porcentaje	
SHUSHUFINDI	Aguarico	37	63,79%	21	36,21%	58
	Shushufindi	144	35,38%	263	64,62%	407
<b>TOTAL</b>		433		1460		1893
<b>CAMPOS CONCESIONADOS A SIPEC<sup>1</sup></b>						
	Biguno	2	25,00%	6	75,00%	8
	Huachito	5	38,46%	8	61,54%	13
	MDC	33	75,00%	11	25,00%	44
	Paraíso	36	45,00%	44	55,00%	80
<b>TOTAL</b>		76		69		145
<b>CAMPOS MARGINALES (Concesionados a PETROSUD y TECP Ecuador)<sup>2</sup></b>						
	Bermejo	29	42,65%	39	57,35%	68
	Charapa	15	46,88%	17	53,13%	32
	Palanda-Yuca	19	50,00%	19	50,00%	38
	Pindo	14	48,28%	15	51,72%	29
	Tigüino	11	37,93%	18	62,07%	29
<b>TOTAL</b>		88		108		196

1. Datos del estudio de los Pasivos Ambientales de SIPEC, mayo 2003.

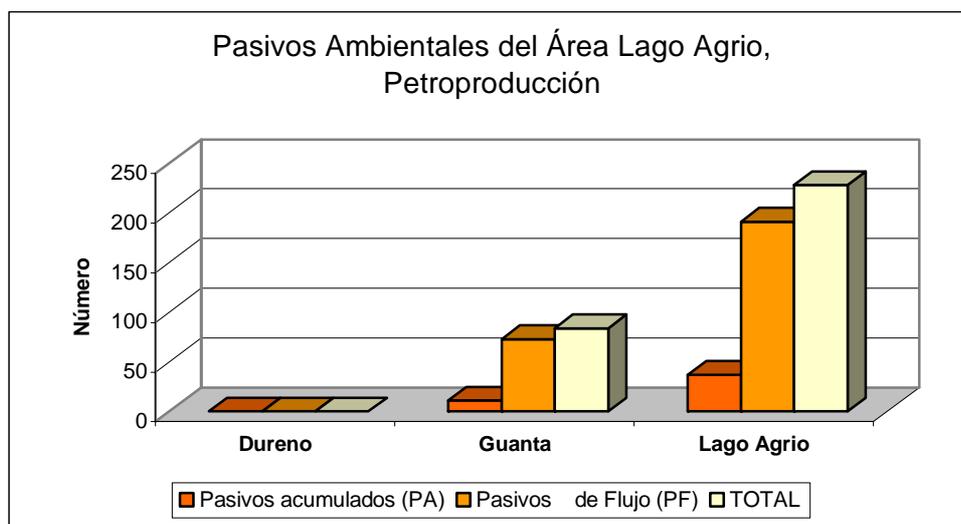
2. Definición y verificación de Pasivos Ambientales, Ecuambiente Consulting Group, 2001

**Gráfico No. 21 Análisis de Pasivos Ambientales del área Auca, campos: Auca, Culebra-Yulebra, Rumiyacu y Yuca.**

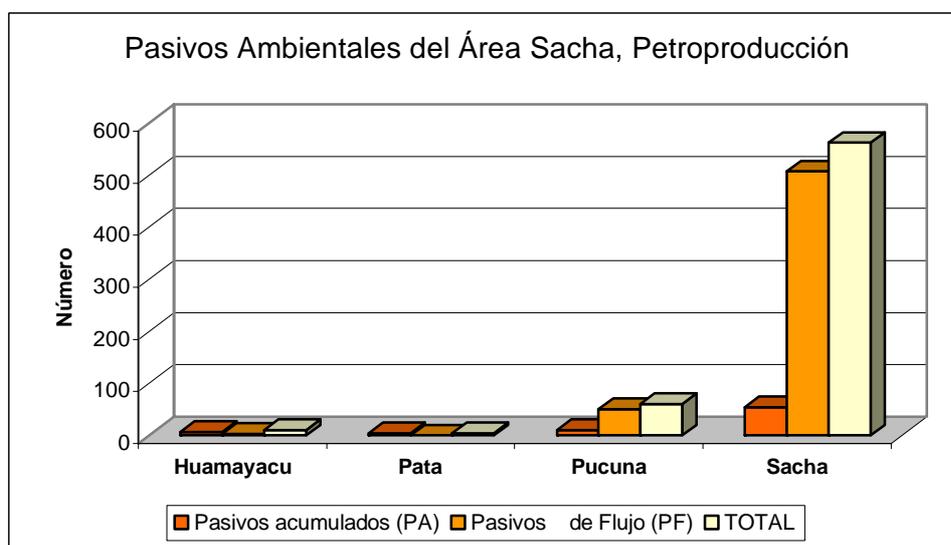


Debe mencionarse que no es un inventario total de los Pasivos Ambientales, en la actualidad muchos de ellos pueden haber sido superados y/o modificados, de acuerdo a los proyectos y/o programas de desarrollo de los campos por parte de Petroproducción y sus concesionarias.

**Gráfico No. 22 Análisis de Pasivos Ambientales del área Lago Agrio, campos: Dureno, Guanta y Lago Agrio.**

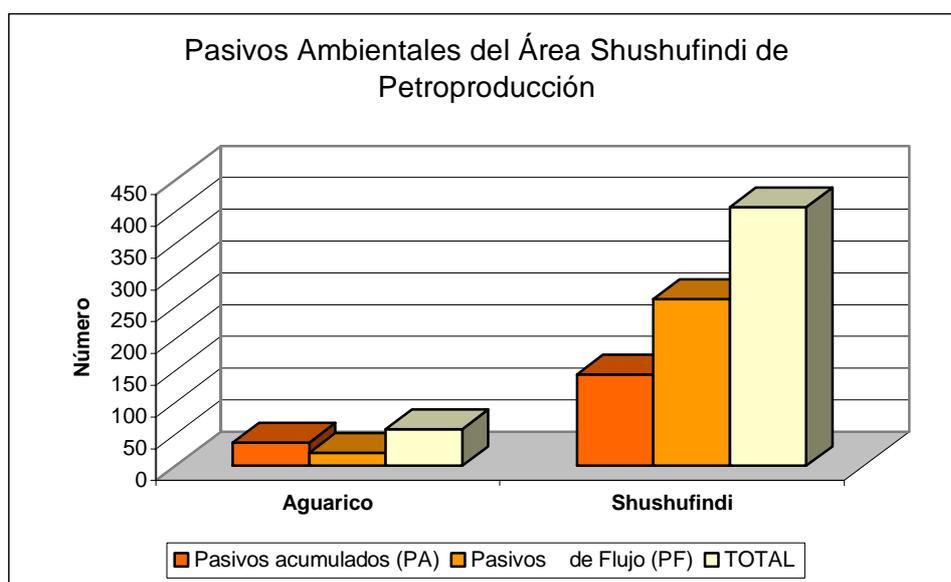


**Gráfico No. 23 Análisis de Pasivos Ambientales del área Sacha, campos: Huamayacu, Pata, Pucuna y Sacha.**



El análisis de los Pasivos Ambientales meritorios, acumulados y de flujo, se efectuó tomando en cuenta las listas de tipos de Pasivos Ambientales utilizadas para algunas consultorías de los campos en referencia, y descritas en el marco teórico referencial de este trabajo, considerando la posibilidad de incorporar otros Pasivos Ambientales que él o los técnicos de campo puedan identificar de acuerdo a los criterios establecidos.

**Gráfico No. 24 Análisis de Pasivos Ambientales del área Shushufindi, campos: Aguarico y Shushufindi.**



El otro Pasivo de Flujo de la actividad petrolera que no ha sido considerado para el análisis es el de **carácter Social**, que depende del programa de Relaciones Comunitarias que tenga implementado Petroecuador con las poblaciones asentadas en la zona de influencia directa de cada uno de sus proyectos y/o instalaciones, y que dificulten de alguna manera las actividades programadas.

### 3.1.2 PETROCOMERCIAL

Las matrices **EEA\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_AAs\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_Seguimiento\_FILIALES**, (ver anexos) registran los cumplimientos y requerimientos ambientales para las actividades hidrocarburíferas estipulados en la Reglamentación Ambiental vigente.

*En el artículo 70 del capítulo IX y Art. 75 del capítulo X del Reglamento Ambiental (DE 1215), se establece que se presentarán los Estudios Ambientales del área de influencia, incluyendo un actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental-Línea base, para la construcción de ductos (oleoductos principales y secundarios, gaseoductos y poliductos, estaciones de bombeo), instalaciones de almacenamiento de petróleo y derivados así como para la construcción de centros de distribución, E/S, depósitos navieros, plantas envasadoras de GLP, etc. Aplicando la Guía metodológica del artículo 41 y conforme a los TDR aprobados.*

### **3.1.2.1 Poliductos**

#### **i) Términos de referencia (TDR) para EIA, Estudios de Impacto Ambiental (EIA).**

Los sistemas de poliductos todos tienen sus Términos de Referencia (TDR) para los estudios de Impacto Ambiental (EIA) presentados y aprobados (5), cuatro de ellos han presentado sus EIA, ante la Autoridad Ambiental (SPA/DINAPA), de los EIA presentados no se han aprobado ninguno de ellos.

#### **ii) TDR para AAs, AAs, y Puntos de Monitoreo.**

Petrocomercial no ha presentado TDR y AAs para los sistemas de poliductos que opera, Las regionales Norte y Sur de Petrocomercial presentó el inventario de los puntos de monitoreo del sistemas de poliductos, cuentan con los puntos de monitoreo debidamente identificados y aprobados por la DINAPA, falta presentar de un sistema de poliductos, (de la provincia de Galápagos).

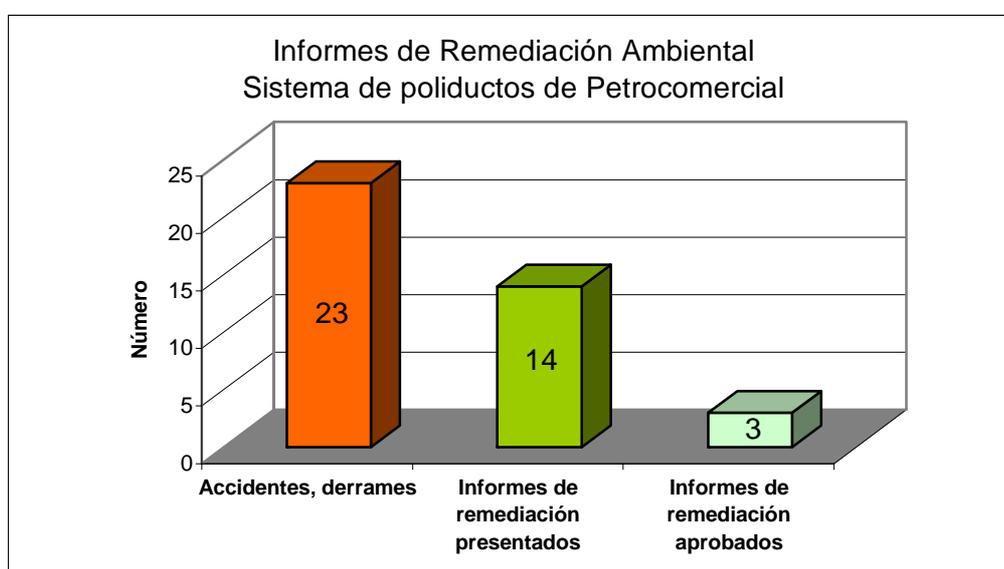
#### **iii) Denuncias, derrames, e informes de remediación presentados.**

Petrocomercial ha registrado a partir de 1996 una totalidad de 23 accidentes y/o denuncias de derrames dentro de sus instalaciones (poliductos, terminales, beaterios). Catorce (14) informes de remediación fueron presentados ante la Autoridad Ambiental y tres de ellos fueron aprobados.

**Tabla No. 15 Derrames de combustibles, Programas de Remediación presentados y aprobados.**

Accidentes, derrames	Informes de remediación presentados	Informes de remediación aprobados
23	14	3
	60,87%	21,43%

**Gráfico No. 25 Nivel de cumplimiento sobre los informes de remediación de áreas afectadas por derrames del sistema de poliductos.**



### 3.1.2.2 Beaterios y terminales

#### i) Términos de referencia (TDR) para EIA, Estudios de Impacto Ambiental (EIA).

Petrocomercial ha presentado los Términos de Referencia (12 TDR) para los EIA (13) para todos sus Terminales y Beaterios de productos limpios y otros derivados del petróleo, los mismos que se encuentran aprobados por la SPA/DINAPA. En lo referente a los EIA la filial presentó 13 EIA, de los cuales están aprobados 9 Estudios de Impacto Ambiental (69,23%).

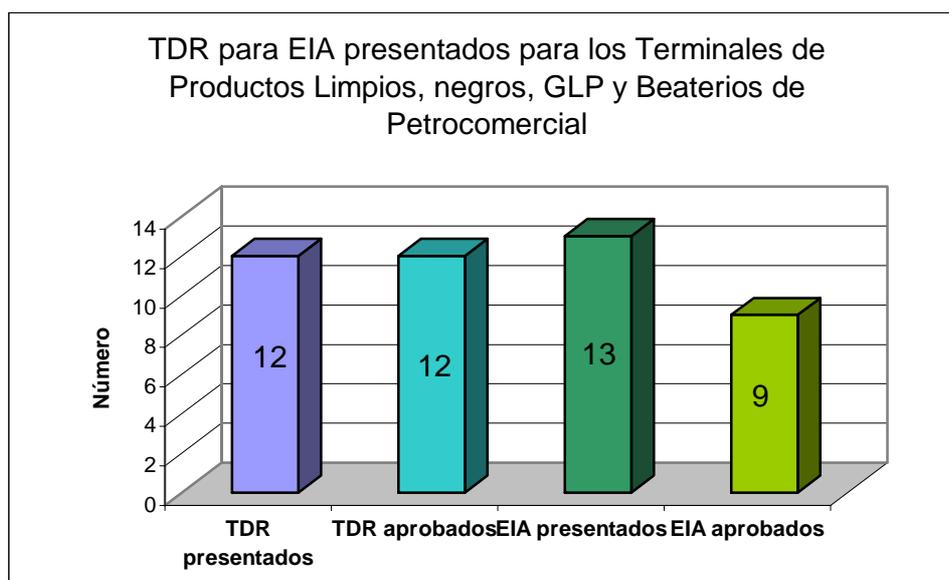
**Tabla No. 16 TDR para EIA presentados para los Terminales de Productos Limpios, negros, GLP y Beaterios de Petrocomercial.**

TDR presentados	TDR aprobados	EIA presentados	EIA aprobados
12*	12	13	9
-	100,00%	-	69,23%

\* No obligatoria antes de RS-RAOHE.

No se registra la presentación de los TDR para el EIA de la planta de gas de Itulcachi en Oyambaro, (Instalaciones de Tropigas), ya que el estudio se realizó antes de la vigencia del DE 1215.

**Gráfico No. 26 Los TDR para EIA presentados para los Terminales de Productos Limpios, negros, GLP y Beaterios de Petrocomercial.**



**ii) TDR para AAs, AAs, y Puntos de Monitoreo.**

Petrocomercial y/o la Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador no ha presentado TDR para AAs para sus instalaciones de almacenamiento (Beaterios, Plantas de Gas y Terminales) desde 1996. La filial a presentado los puntos de monitoreo de todas sus instalaciones de almacenamiento (14), no se encuentran aprobados los puntos de monitoreo del Terminal de productos limpios de Ambato.

### 3.1.2.3 Estaciones de Servicio

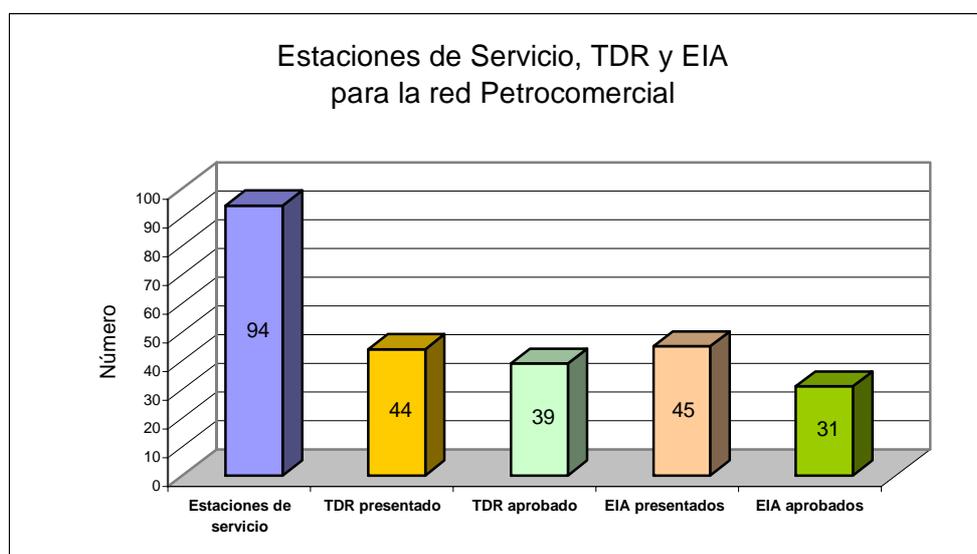
#### i) Términos de Referencia (TDR) para EIA, Estudios de Impacto Ambiental (EIA).

Petrocomercial de su red de estaciones de servicio (94 gasolineras, incluye a las que en la actualidad no pertenecen a la comercializadora y las que están por construirse), 44 de ellas tienen presentado sus TDR para la realización de sus Estudios de Impacto Ambiental ó Diagnóstico ambiental (6 de las estaciones de servicio no aplican por que los estudios fueron realizados bajo el antiguo Reglamento Ambiental). 45 Estudios de Impacto Ambiental se han presentado hasta febrero de 2004 (ó Diagnósticos Ambientales), 31 Estudios de las E/S, están aprobados por la Autoridad Ambiental. Los tres centros de distribución de combustibles a construirse en la provincia del Pichincha (Aguioil, Traimcobsa y Minerva), cuentan con sus TDR y EIA aprobados.

**Tabla No. 17 TDR para EIA presentados para las Estaciones de Servicio de la red de Petrocomercial.**

Estaciones de servicio	TDR presentado	TDR aprobados	EIA presentados	EIA aprobados
94	44	39	45	31
	-	88,63	47,87%	68,89%

**Gráfico No. 27 Cumplimiento TDR para EIA presentados para las Estaciones de Servicio de la red de Petrocomercial.**



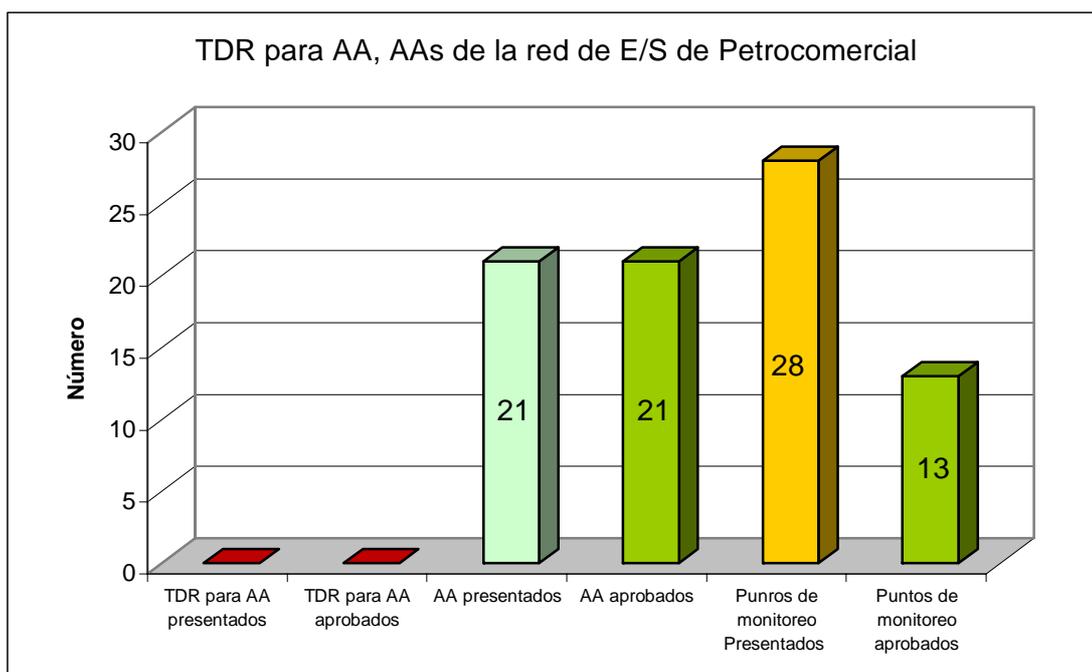
**ii) TDR para AAs, AAs, y Puntos de Monitoreo de las Estaciones de Servicio.**

La filial Petrocomercial no ha remitido a esta dependencia los Términos de Referencia para la realización de las Auditorías Ambientales en la red de estaciones de servicios ya sea en forma conjunta o por cada E/S. Sin embargo, 21 de las estaciones de servicio tienen sus estudios para la Realización de las Auditorías Ambientales que fueron presentados y aprobados por esta dependencia. Veinte y ocho de las E/S han presentado sus puntos para el monitoreo ambiental, 13 de ellas cuentan con los puntos de monitoreo aprobados.

**Tabla No. 18 TDR para la realización de las AAs y puntos de monitoreo de las E/S de la red de Petrocomercial.**

TDR para AA presentados	TDR para AA aprobados	AA presentados	AA aprobados	Puntos de monitoreo Presentados	Puntos de monitoreo aprobados
-	-	21	21	28	13
		-	-	30,44%	14,13%

**Figura No. 28 Los TDR para la realización de las AAs y puntos de monitoreo de las E/S de la red de Petrocomercial.**



*En la presentación de los resultados del monitoreo ambiental y su frecuencia establecidos en el artículo 12, sus análisis físico-químicos y biológicos deben ser realizados por laboratorios previamente calificados por la SPA del Ministerio de Energía y Minas como lo establece el artículo 39 del capítulo IV del reglamento mencionado.*

**iii) Plan Ambiental anual y presupuestos anuales de las E/S de la red de Petrocomercial.**

La matriz **Planes\_presupuestos\_Est\_Serv\_Petrocomercial**, (anexo No. 9) registra el cumplimiento de presentación de planes, presupuestos e informes ambientales anuales de cada una de las E/S de la red, para los diferentes años estipulados dentro de este trabajo.

**3.1.2.4 Depósitos Marítimos Artesanales de Combustible (pesca artesanal)**

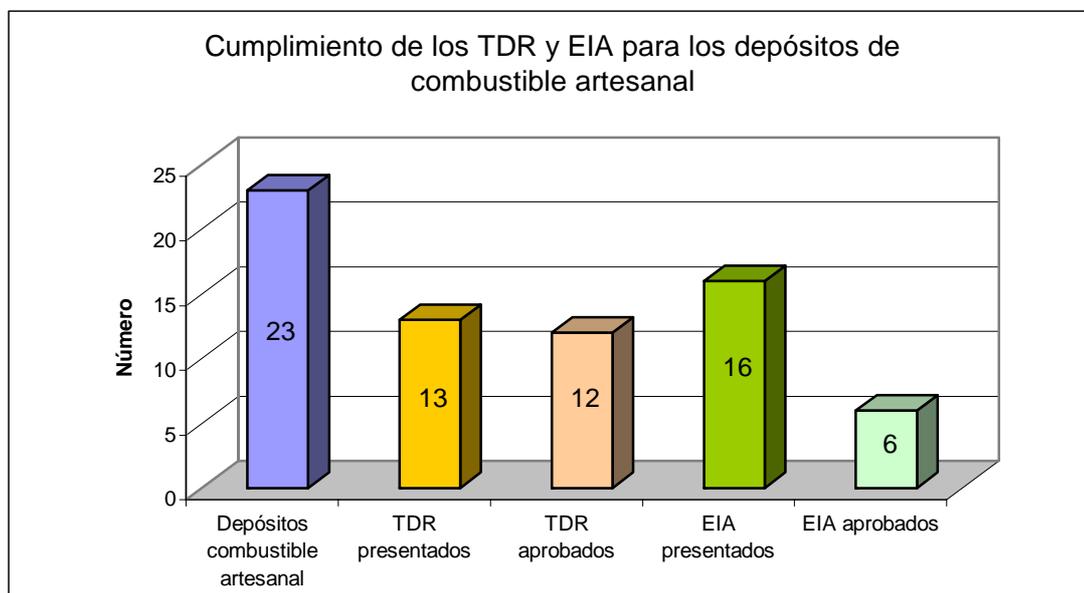
**i) Términos de referencia (TDR) para EIA, Estudios de Impacto Ambiental (EIA).**

De estudio de la documentación disponible para la realización del presente trabajo se registraron un total de 23 depósitos de combustible de pesca artesanal, trece de los depósitos de pesca artesanal han presentado los respectivos TDR para realizar los EIA, 12 de los cuales fueron aprobados por la Autoridad Ambiental, 16 depósitos presentaron los Estudios de Impacto Ambiental (Diagnósticos Ambientales) conjuntamente con el PMA, 6 de los Estudios (EIA y PMA) se encuentran aprobados.

**Tabla No. 19 Cumplimiento de los TDR, EIA y PMA para los depósitos de combustible artesanal.**

<b>Depósitos combustible artesanal</b>	<b>TDR presentados</b>	<b>TDR aprobados</b>	<b>EIA presentados</b>	<b>EIA aprobados</b>
23	13	12	16	6
	-	92,31%	-	37,50%

**Gráfico No. 29 Cumplimiento de los TDR y EIA para los depósitos de combustible artesanal.**



Varios de los depósitos de combustible para pesca artesanal presentaron sus estudios de impacto antes de DE 1215, razón por la cual el número de EIA presentados es mayor a los de los TDR aprobados...

### 3.1.3 PETROINDUSTRIAL

Las matrices **EEA\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_AAs\_Petroecuador\_FILIALES**, **CSA\_Seguimiento\_FILIALES**, (ver anexos) registran los cumplimientos/requerimientos ambientales para las actividades Hidrocarburíferas de las instalaciones pertenecientes a Petroindustrial, lo cuales están estipulados en la Reglamentación Ambiental vigente.

#### i) Términos de referencia (TDR) para EIA, Estudios de Impacto Ambiental (EIA).

Petroindustrial con sus tres complejos industriales: Refinería Estatal Esmeraldas, Refinería La Libertad y el Complejo Industrial Shushufindi, presentó a esta dependencia (SPA/DINAPA) los TDR para la elaboración de los EIA, incluido para el Terminal provisional de la REE-TEPRE, los mismos que fueron aprobados en distintas fechas, sin embargo no han presentado aún ninguno de los EIA y PMA..

**ii) TDR para AAs, AAs, y Puntos de Monitoreo.**

En lo que se refiere a los TDR para la realización de Auditorías Ambientales, Petroindustrial presentó en una ocasión y fueron aprobados los TDR para la AA de la RRE. De la información obtenida se registra que se presentaron los resultados de las Auditorías Ambientales realizada a las refinerías de Petroindustrial, se incluye una Auditoría realizada a la Refinería Amazonas. A todos lo informes de las AA se emitieron observaciones, NC y recomendaciones por parte de las Dependencias de control del Ministerio de Energía y Minas, se emitieron respuestas y fueron aceptadas de la Refinería la Libertad (11-jun-03).

Las Refinerías de Esmeraldas, La Libertad y el Complejo Industrial Shushufindi, cuentan con el inventario de sus puntos de monitoreo ambiental interno presentados y aprobados en distintas fechas por la Entidad de Control.

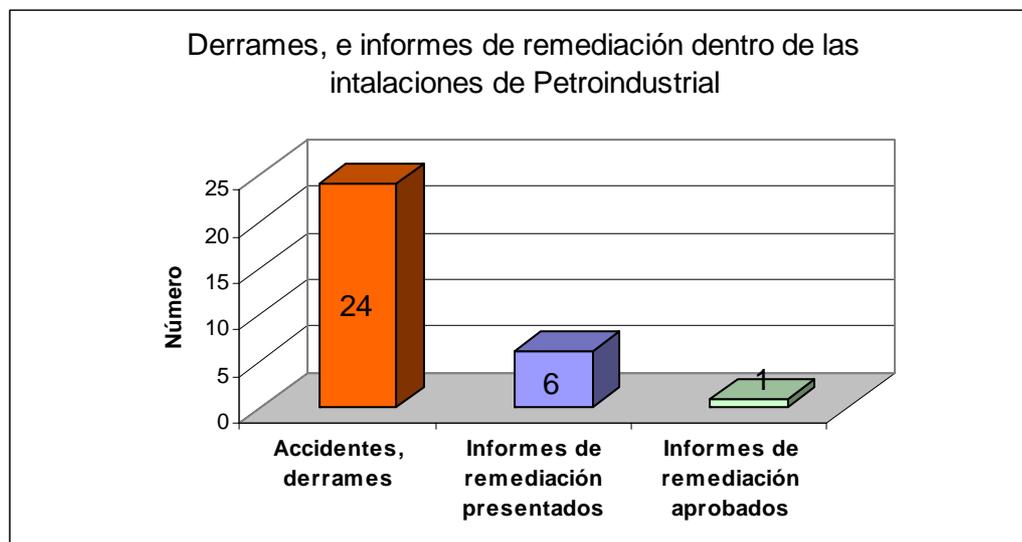
**iii) Denuncias, derrames, e informes de remediación presentados.**

Petroindustrial en sus Instalaciones (refinerías y facilidades) de acuerdo a la documentación revisada, ha registrado a partir de 1996 una totalidad de 24 accidentes (y/o derrames) dentro de sus instalaciones de los cuales 6 informes sobre las contingencias fueron presentados (cronogramas de actividades para la remediación ambiental). Cinco informes de remediación fueron presentados ante la Autoridad Ambiental (SPA/DINAPA) y un cronograma de actividades de remediación ambiental se encuentra aprobado en la actualidad.

**Tabla No. 20 Control y Seguimiento de los derrames ocurridos en las Instalaciones de Petroindustrial, Programas de remediación.**

<b>Accidentes, derrames</b>	<b>Informes de remediación presentados</b>	<b>Informes de remediación aprobados</b>
24	6	1
	25,00%	16,67%

**Gráfico No. 30 Cumplimiento de los Programas de Remediación Ambiental, en relación a los derrames en instalaciones de Petroindustrial.**



Se registró además un accidente de un autotanque que transportaba hidrocarburo desde el complejo Industrial Shushufindi a Termopichincha, al cual se solicitó el respectivo informe de las zonas afectadas y el Programa de Remediación Ambiental.

### 3.1.4 OLEODUCTO TRANSECUTORIANO (SOTE)

#### i) Términos de referencia (TDR) para EIA, Estudios de Impacto Ambiental (EIA).

El sistema del Oleoducto Transecuatoriano con sus estaciones de bobeo y reductoras de presión y el Terminal marítimo de Balao han presentado y fueron aprobados por la dependencia Ministerial (SPA/DINAPA) los TDR para la elaboración de los EIA de todo el sistema (a excepción del OTA que no cuenta con los TDR). También se presentaron los EIA para el SOTE y sus estaciones, los cuales no están aprobados hasta la actualidad, de la misma manera no consta la Presentación Pública de los Estudios de Impacto Ambiental.

No cuentan con los respectivos EIA presentados y aprobados para el OTA y el oleoducto secundario construido entre el Terminal de Balao del SOTE y la REE.

**ii) TDR para AAs, AAs, y Puntos de Monitoreo.**

El SOTE y su Terminal Marítimo de Balao cuentan y fueron presentados por la Gerencia los puntos y plan de Monitoreo de las diferentes emisiones y descargas, los mismos fueron aprobados.

En la documentación existente en la SPA/DINAPA no se registra la presentación de los TDR a lo largo de los últimos años para la elaboración de la Auditoria Ambiental que debe ser realizada cada 2 años, como lo regula el Acuerdo 1215 (RS-RAOHE).

Se registró una auditoria ambiental realizada al SOTE y OTA, en cuyos resultados se generaron algunas No conformidades (NC), las cuales se solicitaron ser absueltas en junio de 2003, en octubre del mismo año fueron aceptadas las actividades para el levantamiento de las no conformidades.

**iii) Denuncias, derrames, e informes de remediación presentados.**

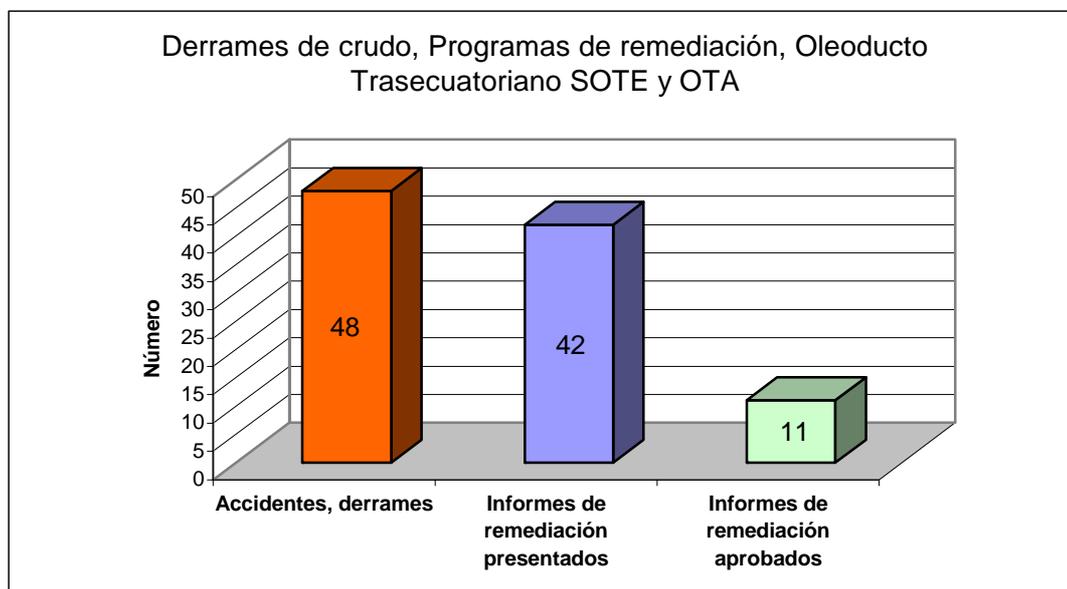
El SOTE y el OTA han registrado 48 derrames de lo que se conoce desde 1996, un derrame ocurrido en el OTA en abril del 2002, de los cuales presentó 42 programas y /o informes de remediación ambiental, se aprobaron 11 por la Autoridad Ambiental.

*Sin embargo estas cifras deben ser verificadas en la base de datos de la Empresa Estatal, (SOTE, GPA) los datos expuestos en este estudio son de acuerdo a la documentación revisada y que reposa en la DINAPA, por lo que no pueden expresar la totalidad de derrames (contingencias) que ocurrieron durante estos últimos años, o aquellos que han sido de dominio público.*

**Tabla No. 21 Control y seguimiento a las denuncias/derrames del SOTE y OTA, y sus programas de remediación ambiental**

<b>Accidentes, derrames</b>	<b>Informes de remediación presentados</b>	<b>Informes de remediación aprobados</b>
48	42	11
	87,50%	26,19%

**Gráfico No. 31 Derrames de crudo, Programas de Remediación Ambiental, del SOTE y OTA.**



### 3.1.5 Planes y Presupuestos Ambientales PETROECUADOR

Las matrices **Planes\_presupuestos\_PETROECUADOR** y **Planes\_presupuestos\_Est\_Serv\_Petrocomercial** (anexos No. 9), registran los planes y presupuestos ambientales anuales presentados por PETROECUADOR y sus Filiales para cada uno de los años, además los resultados de los informes ambientales anuales presentados (de las estaciones de servicio) y de otras instalaciones de cada una de la Filiales.

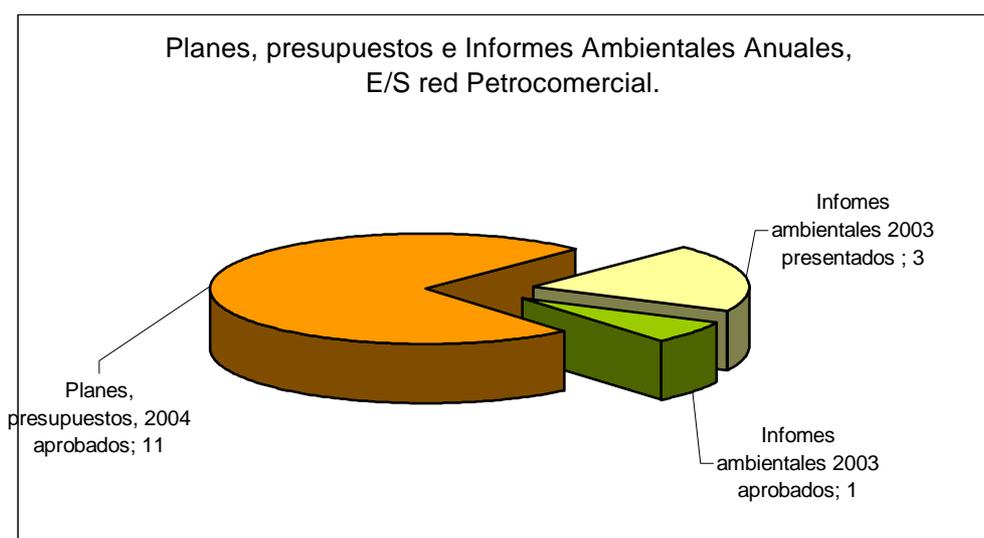
*El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarbúferas (DE 1215), en su capítulo II artículo 10 establece la presentación del programa y presupuesto ambiental anual y de conformidad a lo que dispone el Art. 31, literales c, k, s y t de la Ley de Hidrocarburos, debiendo presentar hasta el primero de diciembre de cada año, o dentro del plazo estipulado en cada contrato, 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 el artículo 11 señala igualmente la presentación hasta el 31 de enero de cada año y conforme el formato establecido, del informe anual de actividades ambientales*

*cumplidas en el año inmediato anterior, como parte del informe anual de actividades contractuales.*

Hasta marzo de 2004 únicamente Petrocomercial ha presentado el plan y presupuesto ambiental anual para el año 2004, Petroproducción, Petrocomercial la Gerencia del oleoducto (SOTE) presentaron los informes ambientales anuales del 2003, en febrero de 2004 se aprobó el informe ambiental anual de Petrocomercial.

De las Estaciones de Servicio de Petrocomercial, 11 presentaron y fueron aprobados sus planes y presupuestos ambientales anuales para el 2004, 3 E/S presentaron el informe ambiental anual del 2003, uno de los informes fueron aprobados hasta febrero de 2004 (E/S Morejón, Ibarra).

**Gráfico No. 32 Planes, presupuestos e informes ambientales anuales de las E/S de Petrocomercial.**



Petrocomercial aprobó en febrero del presente año, su informe ambiental anual de 2003.

*La falta de cumplimiento o no cumplimiento a la Reglamentación Ambiental se establecen el capítulo XIV (del RS-RAOHE, DE 1215) de las sanciones y denuncias; el artículo 90 dice:*

*Las infracciones a la Ley de Hidrocarburos o a los Reglamentos que incurran en materia socio-ambiental, durante las actividades hidrocarburíferas, los sujetos de*

*control serán sancionados por el Director Nacional del Hidrocarburos y de conformidad con el artículo 77 de la Ley de Hidrocarburos, según la gravedad de la falta, además de la indemnización por perjuicios o la reparación de los danos producidos.*

Al final de este análisis es necesario anotar que Petroecuador y sus filiales, a partir de la expedición del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (DE 1215 del 13 de febrero de 2001), ha mejorado notablemente el nivel de cumplimiento al Reglamento mencionado, gracias a la coordinación ente las unidades encargadas de la protección ambiental de las filiales, y la GPA con la SPA DINAPA, así como al la gestión y políticas que se siguen implementando o se han implementado en la Empresa Estatal. Esto se ve reflejado en el mayor número presentado de TDR, EIA, Presentaciones Públicas, presupuestos, puntos e informes de Monitoreo Ambiental Interno, etc.

### **3.2 Análisis estadístico de los resultados**

En esta sección se analiza estadísticamente los resultados obtenidos en referencia al número de cumplimientos y no cumplimiento a la Reglamentación Ambiental vigente para las actividades hidrocarburíferas realizadas por Petroecuador y sus filiales. Y dentro del período contemplado para el desarrollo del presente estudio.

La puntuación y el juicio profesional involucran interpretación del material auditado, interpretación del cumplimiento, interpretación de los estándares de la compañía, entre otros.

En el análisis de los datos obtenidos en el estudio, una de las alternativas es el uso de software estadísticos ó específicos, el **SPSS 10.0 for Windows** puede cumplir muy bien con este objetivo, utilizado con un nivel de confianza de 95% <sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> SPSS for Windows, Release 10.0.5, Standard version, Copyright SPSS Inc. [www.spss.com](http://www.spss.com)

Tabla No. 22. Cumplimientos y no-cumplimientos a la Reglamentación Ambiental vigente por parte de Petroecuador y sus Filiales

ANÁLISIS DE LOS CUMPLIMIENTOS A LA  
REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL VIGENTE

Compañía: PETROECUADOR

Actividad / proyecto	Estudio	Cumplimientos	No cumplimientos	NC+, nc-, C	Prioridad (Importancia, p. específico)	Acción correctora	Aplicación Acción correctora
<b>PETROPRODUCCIÓN</b>							
Prog. Sísmicos 2D	TDR	3	0	C	A	No	NA
	EIA	14	3	NC+	A	Si	I
Prog. Sísmicos 3D	TDR	16	4	NC+	A	Si	M
	EIA	7	5	NC+	A	Si	I
Perforación/ reacomdicionamiento de pozos	TDR	76	5	nc-	M	Si	I
	EIA	76	25	NC+	A	Si	I
<b>Campos</b>	PDC	17	27	NC+	M	Si	M
	TDR-(PMA)	9	26	NC+	M	Si	I
	PMA	4	31	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)	6	1	nc-	M	Si	I, P
	AA (operac.)	12	8	NC+	A	Si	I, P
Puntos Monitoreo-estaciones		27	2	NC+	A	Si	P
Puntos Monitoreo-campos		15	20	NC+	A	Si	P
Planes Monitoreo-campos		24	11	NC+	A	Si	I
Informes sobre denuncias		23	50	NC+	A	Si	P
Informes Remediación		25	140	NC+	A	Si	P
Programas de remediación	PRA	27	46	NC+	A	Si	P
Programas de remediación (a)	PRA	10	27	NC+	A	Si	I, P
<b>PETROCOMERCIAL</b>							
<b>Poliductos</b>	TDR-(EIA)	5	2	nc-	M	Si	I
	EIA_p	4	3	NC+	A	Si	I
	EIA_a	0	4	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)	0	6	NC+	M	Si	I, P
	AA	0	6	NC+	A	Si	I, P
Inventario puntos de Monitoreo		5	1	nc-	A	Si	P
Informes sobre denuncias		14	9	NC+	A	Si	P
Informes Remediación		3	11	NC+	A	Si	P

**ANALISIS DE LOS CUMPLIMIENTOS A LA  
REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL VIGENTE**

Compañía: PETROECUADOR

Actividad / proyecto	Estudio	Cumplimientos	No cumplimientos	NC+, nc-, C	Prioridad (Importancia, p. específico)	Acción correctora	Aplicación Acción correctora
<b>PETROCOMERCIAL</b>							
<b>Beaterios y terminales</b>	TDR-(EIA)	12	0	C	A	No	NA
	EIA_p	14	0	C	A	No	NA
	EIA_a	9	5	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)	0	14	NC+	M	Si	I, P
	AA	0	14	NC+	A	Si	I, P
Inventario puntos de Monitoreo		13	1	NC+	A	Si	I
<b>Estaciones de Servicio</b>	TDR-(EIA, DA)	44	45	NC+	A	Si	I
	EIA_p	45	49	NC+	A	Si	I
	EIA_a	31	14	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)						
	AA	21	68	NC+	A	Si	P
Inventario puntos de Monitoreo		13	76	NC+	A	Si	I
<b>Depósitos pesca artesanal</b>	TDR-(EIA)	12	1	nc-	A	Si	I
	EIA_p	16	7	NC+	A	Si	I
	EIA_a	6	10	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)						
	AA						
Inventario puntos de Monitoreo							
<b>PETROINDUSTRIAL</b>							
<b>Complejos Industriales</b>	TDR-(EIA)	4	0	C	A	No	NA
	EIA_p	0	4	NC+	A	Si	I
	EIA_a	0	3	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)	1	2	NC+	M	Si	I
	AA	3					
Inventario puntos de Monitoreo		3	0	C	A	No	NA
Informes sobre contingencias		6	18	NC+	A	Si	M
Informes Remediación		1	4	NC+	A	Si	I, P
Programas de Remediación		2					

**ANALISIS DE LOS CUMPLIMIENTOS A LA  
REGLAMENTACIÓN AMBIENTAL VIGENTE**

Compañía: PETROECUADOR

Actividad / proyecto	Estudio	Cumplimientos	No cumplimientos	NC+, nc-, C	Prioridad (Importancia, p. específico)	Acción correctora	Aplicación Acción correctora
<b>OLEODUCTOS: SOTE y OTA</b>							
	TDR-(EIA)	1	1	NC+	A	Si	I
	EIA_p	1	1	NC+	A	Si	I
	EIA_a	0	2	NC+	A	Si	I
	TDR-(AA)	0	2	NC+	M	Si	I, P
	AA	2	0	C	A	No	P
Inventario puntos de Monitoreo		2	1	NC+	A	Si	P
Informes derrames/denuncias		42	6	NC+	A	Si	I, P
Informes, Prog. Remediación		11	31	NC+	A	Si	I, P
<b>Planes presupuestos ambientales anuales</b>							
<b>Petroproducción</b>		0	2	NC+	A	Si	P
<b>Petrocomercial</b>		1	1	NC+	A	Si	P
<b>(PCO-E/S)</b>		11	75	NC+	B	Si	P
<b>Petroindustrial</b>		0	2	NC+	A	Si	P
<b>G-OTE</b>		0	2	NC+	A	Si	P
<b>Antes Vigencia RS-RAOH</b>		307	679				
		31,14%	68,86%				
<b>Después del RS-RAOH</b>		426	257				
		62,37%	37,63%				
<b>TOTAL</b>		<b>733</b>	<b>936</b>				
		43,92%	56,08%				

**NC+** No conformidad mayor

**nc-** No conformidad menor

**C** Conformidad

Prioridad (importancia, p. específico):

**A** Alta, **M** Media,

**B** Baja

Acción correctora, Tipo de puntuación:

**Si/No**

Aplicación Acción correctora:

**I** Inmediata, **M** Mediata,

**P** Periódica (permanente)

El análisis estadístico determinó que un descenso en el número de no cumplimientos por parte de Petroecuador y sus filiales de un 78.57% a partir de la vigencia del Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las actividades Hidrocarburíferas (DE 1215, del 13 febrero de 2001), en relación a los no cumplimientos registrados antes del mencionado reglamento.

En el análisis de no conformidades varios autores (consultores) suman las NC+, nc- y las conformidades (C), dando un porcentaje de importancia (peso, prioridad de su acción correctora), se tiene:

$$NC + (\%) = \frac{\sum NC +}{\sum C + \sum nc - + \sum NC +} * 100 = 54,82$$

$$nc - (\%) = \frac{\sum nc -}{\sum C + \sum nc - + \sum NC +} * 100 = 1,26$$

$$C(\%) = \frac{\sum C}{\sum C + \sum nc - + \sum NC +} * 100 = 43,92$$

Dentro de la puntuación específica considerada en el capítulo anterior se puede calificar como C (necesita una mejora moderada). **Sin embargo este análisis no da información referente al Sistema de Gestión Ambiental.**

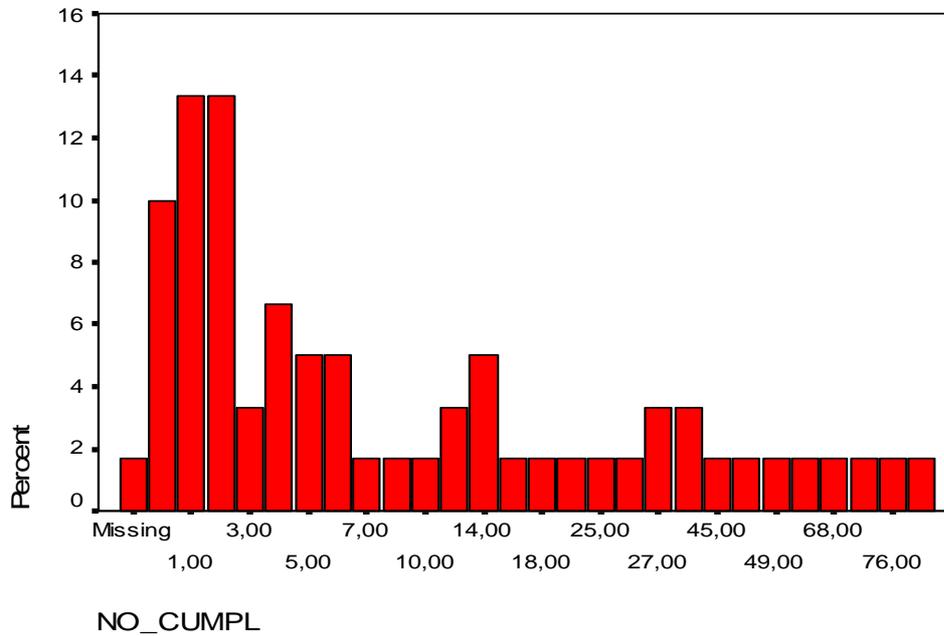
El editor de datos SPSS 10.0 for Windows, da la posibilidad de realizar un análisis correlativo entre los cumplimientos y no cumplimientos, utilizando el Test-T, con un 95% en el intervalo de confianza, se tiene:

**Tabla No. 23 Datos del análisis estadístico de un par de muestras (cumplimientos y no cumplimientos).**

		Media	N	Desviación Estándar	Error Estándar Medio
Par	CUMPL	12,2542	59	16,5442	2,1539
1	NO_CUMPL	15,8983	59	25,1716	3,2771

En el gráfico obtenido mediante este Software se puede verse claramente el descenso de los no cumplimientos por parte de la Empresa Estatal y sus filiales.

**Gráfico No. 33** Descenso de los no cumplimientos en porcentaje, usando el graficador del SPSS 10.0 for Windows.



**Tabla No. 24** Correlación entre un par de muestras (cumplimientos y no cumplimientos)

	N	Correlación	Sig.
Par 1 CUMPL & NO_CUMPL	59	0,3148	0,0152

**Tabla No. 25** Resultados del Test t de un par de muestras

	Diferencias entre el par de muestras					t	df	Sig. (2-extr.)
	Media	Desviación Est.	Error Estándar Medio	Intervalo de confianza del 95% para la diferencia				
				Inferior	Superior			
Par 1 CUMPL – NO_CUMPL	-3,644	25,3987	3,3066	-10,2630	2,9749	-1,1020	58	0,2750

**Sig. (2-extr.)-** La probabilidad de encontrar dos valores extremos cuando la hipótesis nula es verdadera.

### 3.3 PLANES DE ACCIÓN

Siguiendo una metodología innovadora se desarrollaron propuestas de Planes de Acción detallados con orientaciones estratégicas para el Control y Seguimiento Ambiental por parte de la Dependencia Ministerial. Los planes de acción propuestos están constituidos por la integración, en orden de prioridad de las medidas necesarias identificadas, se incluye los programas de seguimiento de la calidad ambiental, los cuales son fundamentales para evaluar la eficacia de las soluciones propuestas. Contienen además un indicador para el levantamiento de la no conformidad y la prioridad para la ejecución de la misma.

*Estos Planes de Acción propuestos para Petroecuador y sus filiales buscan definir principalmente las no-conformidades identificados en el manejo socio-ambiental, referenciados exactamente a artículos de la Normativa Ambiental aplicable sus obligaciones contractuales, así como asignar los recursos y el personal para solucionar e implementar soluciones apropiadas de acuerdo a su prioridad.*

Se describen a continuación los Planes de Acción para Petroproducción, en el **anexo No. 11** se detallan los Planes de Acción para las filiales Petrocomercial, Petroindustrial y el OTE.

**I. Plan de Acción propuesto para Petroproducción dentro del Control y Seguimiento implementado por la SPA/DINAPA**

Auditoría ambiental No.:									
Compañía auditada:		Petroproducción_PETROECUADOR							
Bloque o área de trabajo / fase (s):		Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos).							
Objetivo y alcance de la auditoría:									
Plan de acción									
Código	Criterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
EEA	Evaluación de Estudios Ambientales								
	Términos de referencia para EIA, (no presentados)	NC+	Art. 40, previa la realización de cualquier tipo de Estudio Ambiental, deben presentarse a la SPA los TDR específicos, basados en la guía metodológica del DE 1215, para su respectivo análisis y aprobación en un término de 15 días.	Elaborar los respectivos TDR para los EIA (o Diagnósticos Ambientales) que hasta la actualidad no se han realizado.	1 mes, 31 de octubre de 2004	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, y Unidad de Protección Ambienta (UPA) de Petroproducción	Suministrados por la Gerencia de Protección ambiental, Petroecuador.	Aprobación de los TDR (observados) por parte de la SPA/DINAPA.	A
	Términos de referencia para EIA, (no aprobados)	nc-	En el Art. 40 del Reglamento Ambiental, mencionado se establece que luego de obtenida la aprobación, o vencido el término (15 días) se procederá a la realización de los EIA. Y Art. 35, de aprobaciones	Si los TDR han sido observados por la DINAPA, presentar respuestas a observaciones y recomendaciones.	1 mes y 15 días, 15 de noviembre de 2004	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador	Suministrados por la Gerencia de Protección ambiental, Petroecuador.	TDR aprobados por SPA/DINAPA.	M
	Presentación pública de los EIA	NC+	Art. 37, establece que previa la presentación de los EIA a la SPA para su evaluación y aprobación se realizará la presentación pública, para cada proyecto, y se canalizará los comentarios y observaciones emitidas por los asistentes	Coordinar con la SPA, la Consultora Ambiental, Operadora y población del área de influencia, para la presentación pública del EIA.	Deben ser realizada antes de la presentación del EIA a la SPA, para los EIA que no se han elaborado aún sus TDR, máx. 30 de noviembre de 2004	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, UPA de Petroproducción	Suministrados por la Gerencia de Protección ambiental, Petroecuador, (fondo anual de acuerdo al presupuesto ambiental anual aprobado).	Actas de presentación pública.	A
	EIA y/o Diagnósticos Ambientales, (no presentados)	NC+	En los artículos 13 y 55 se establece que previo al inicio de cualquier proyecto se presentarán los EIA del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental... Transitoria primera.	Elaborar los EIA y/o profundizar los Diagnósticos ambientales para los proyectos, instalaciones y otras facilidades que no cuentan con los respectivos Estudios Ambientales.	Para los EIA que no tienen aprobado sus TDR, 1 mes, 15 de diciembre de 2004	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, UPA de Petroproducción	Suministrados por la Gerencia de Protección Ambiental, y/o Petroecuador.	EIA y/o Diagnósticos Ambientales presentados y aprobados (u observados) por la SPA/DINAPA.	A
	EIA y/o Diagnósticos Ambientales, (aún no aprobados)	NC+	Estudios y/o diagnósticos no aprobados por la Dependencia Ministerial, falta de información complementaria, observaciones y o recomendaciones realizadas al documento.	Si los EIA han sido observados por la DINAPA, presentar respuestas a observaciones y recomendaciones.	15 días, máx.. 31 de diciembre de 2004.	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador.	Suministrados por la Gerencia de Protección Ambiental, y/o Petroecuador.	EIA y/o Diagnósticos Ambientales aprobados por la SPA/DINAPA.	A

PLAN DE ACCIÓN

Auditoría ambiental No.:									
Compañía auditada:									
Bloque o área de trabajo / fase (s):									
Objetivo y alcance de la auditoría:									
Plan de acción									
Código	Crterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
EEA	Evaluación de Estudios Ambientales								
	Otros	NC+	No se han realizado EIA para algunos pozos perforados (en el área Sacha principalmente). Los diagnósticos Ambientales (Línea Base) presentan información desactualizada y/o deficiente y no se puntualizan metodologías utilizadas.	Realizar y/o actualizar los EIA (especialmente del Área Sacha) de acuerdo a lo establecido en la Reglamentación Ambiental vigente.	3 meses, máx. 31 de diciembre de 2004.	Unidad de Protección Ambiental de Petroproducción	Suministrados por la Gerencia de Protección Ambiental, y/o Petroecuador.	Estudios Ambientales aprobados por la SPA/DINAPA.	A
AFI	Aspectos físicos (en general u otros)								
opr010	Apertura del derecho de vía (ddv) o de plataformas de trabajo								
opr020	Desbroce, zanjado y nivelación								
opr030	Control de la erosión								
opr040	Construcción de facilidades	NC+	En los artículos 13 y 55 se establece que previo al inicio de cualquier proyecto se presentarán los EIA del área de influencia, incluyendo una actualización y/o profundización del Diagnóstico Ambiental...	Construcción y adecuación de las facilidades petroleras, pozos, contrapozos, acciones para levantar las no conformidades detectadas en las respectivas auditorías, y mantenimiento preventivo y un plan específico de acción	2 meses	Petroecuador con el correspondiente departamento de construcciones civiles de la Filial.	Los destinados para el departamento de construcciones civiles y/o mantenimiento	Construcción, adecuación y mantenimiento de las instalaciones	A
opr050	Construcción de líneas - ddv								
opr060	Canteras y sitios de préstamo de material								
opr070	Control de sedimentación								
opr080	Cruces de cuerpos de agua	nc-	El Art. 16 describe que el diagnóstico y caracterización de suelos, agua superficiales y subterráneas contaminadas, y la evaluación exacta de la superficie afectada. Adicionando a esto la falta periódica de inspección de tuberías y mantenimiento de las líneas	Realizar una inspección periódica de las líneas y sus estructuras complementarias, puentes, etc.	Máximo hasta febrero de 2005, en dos meses se puede elaborar un programa de mantenimiento y control continuo.	Petroproducción, PE y sus unidades de mantenimiento.	Dispuestos para el efecto	Registros de inspección y tuberías en buen estado.	M

PLAN DE ACCIÓN

	<b>Auditoría ambiental No.:</b>								
	<b>Compañía auditada:</b>		Petroproducción_PETROECUADOR						
	<b>Bloque o área de trabajo / fase (s):</b>		Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos).						
	<b>Objetivo y alcance de la auditoría:</b>								
<b>Plan de acción</b>									
Código	Crterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
AFI	Aspectos físicos (en general u otros)								
opr090	Reconformación final del terreno y revegetalización								
opr100	Vías de acceso	nc-	En la mayoría de los caminos de acceso falta señalización y mantenimiento vial.	Realizar mantenimiento continuo de vías e implementar un programa de señalización de vías.	3 meses	PE y sus filiales	Los dispuestos por la Empresa Estatal	Ausencia de accidentes de tránsito y siniestros, reglamento de tránsito vigente	B
opr110	Suelos contaminados	NC+	El Art. 16 describe que el diagnóstico y caracterización de suelos, agua superficiales y subterráneas contaminadas, y la evaluación exacta de la superficie afectada.	Remediar los lugares o zonas contaminados producto de las actividades petroleras.	No determinado, este está expuesto a las empresas subcontratadas para realizar los trabajos de remediación. Permanente.	Petroecuador, GPA y UPA, de Petroproducción	Dispuestos por Petroecuador para el caso y dentro del fondo que establece el Art. 16 del RS-RAOHE, por la venta de crudo intemperizado.	Caracterización de la zona con resultados dentro de los establecidos en el Reglamento Ambiental vigente	A
opr120	Inspección de soldadura y revestimiento de la tubería								
opr130	Seguridad y mantenimiento viales								
CSA	<b>Control y Seguimiento Ambiental</b>								
	TDR para Auditorías Ambientales ( no realizados)	NC+	Art. 40, previa la realización de cualquier tipo de Estudio Ambiental, deben presentarse a la SPA los TDR específicos. El art. 42 establece que los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades, previa aprobación de los correspondientes TDR.	Elaborar los respectivos TDR para las Auditorías Ambientales para los campos (e instalaciones) que hasta la actualidad no se han realizado.	1 mes, 30 de noviembre de 2004	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, y Unidad de Protección Ambienta (UPA) de Petroproducción	Suministrados por la Gerencia de Protección ambiental, Petroecuador.	Aprobación de los TDR por parte de la SPA/DINAPA.	A
	TDR para Auditorías Ambientales (observados)	nc-	En el Art. 40 del Reglamento Ambiental, mencionado se establece que luego de obtenida la aprobación, o vencido el término (15 días) se procederá a la realización de los estudios.	Si los TDR han sido observados por la DINAPA, presentar respuestas a observaciones y recomendaciones.	15 días, máx..15 diciembre de 2004	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador	Suministrados por la Gerencia de Protección ambiental, Petroecuador.	TDR aprobados por SPA/DINAPA.	M

PLAN DE ACCIÓN

<b>Auditoría ambiental No.:</b>									
<b>Compañía auditada:</b>		Petroproducción_PETROECUADOR							
<b>Bloque o área de trabajo / fase (s):</b>		Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos).							
<b>Objetivo y alcance de la auditoría:</b>									
<b>Plan de acción</b>									
Código	Criterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
CSA	<b>Control y Seguimiento Ambiental</b>								
	Contratación de Auditorías Ambientales	NC+	Art. 42. La SPA por medio de la DINAPA auditará al menos cada dos años, o cuando por haberse detectado incumplimiento al PMA. En el mismo artículo se indica que los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades, previa aprobación de los correspondientes TDR.	Selección y contratación de las empresas auditoras calificadas por la SPA.	3 meses, plazo máximo hasta 31 de diciembre de 2004	Unidad de contrataciones de Petroecuador, Gerencia de protección Ambiental.	Recursos suministrados por la Empresa Estatal	Licitaciones para la realización de las Auditorías Ambientales	
	Auditorías Ambientales no realizadas.	NC+	En el mismo artículo 42 se indica que los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades. En el Art. 43 señala el contenido de las Auditorías Ambientales	Realización de las diferentes Auditorías Ambientales para los campos que hasta la actualidad no se han realizado y dentro de la periodicidad estipulado en el DE 1215.	3 meses, máx. 31 diciembre 2004., y periódicamente cada dos años según Reglamento Ambiental para operaciones hidrocarburíferas vigente.	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, y Unidad de Protección Ambienta (UPA) de Petroproducción, Empresa Consultora.	Suministrados por la Gerencia de Protección Ambiental, Petroecuador.	Documentos e Informes de auditoría.	A
	Informes de Auditorías Ambientales	nc-	En el Art. 42 indica que se presentará el respectivo informe de la auditoría a la SPA. El Art. 43 establece el contenido e informe de la Auditoría Ambiental.	Presentación de los respectivos informes de auditoría.	15 días a partir de realizada la Auditoría Ambiental, febrero de 2005.	Gerencia de Protección Ambiental (Empresa Auditora).	Suministrados por la Gerencia de Protección Ambiental, Petroecuador.	Informes de auditoría Presentados a la SPA.	M
	Informes de Auditorías Ambientales, (falta de acciones correctoras para levantar NC).	NC+	El RS-RAOHE (DE 1215) no contempla la aprobación (de los Informes. Sin embargo dentro del CSA establecido por la Dependencia Ministerial , realiza un seguimiento a las acciones para el levantamiento de las NC detectadas en la Auditoría.	Realizar diferentes acciones correctoras pertinentes para el levantamiento de las no conformidades detectadas durante la realización de la Auditoría Ambiental.	Dependiendo de la no conformidad (NC) detectada, máximo, diciembre de 2005.	Petroproducción y sus Unidades pertinentes, y Gerencia de Protección Ambiental	Suministrados por La Empresa Estatal y la Gerencia de Protección Ambiental, Petroecuador.	Levantamiento de las no conformidades.	A

PLAN DE ACCIÓN

Auditoría ambiental No.:									
Compañía auditada:									
Bloque o área de trabajo / fase (s):									
Objetivo y alcance de la auditoría:									
Plan de acción									
Código	Criterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
CSA	Control y Seguimiento Ambiental								
csa020	Inventario de monitoreo establecidos ( no presentados y aprobados)	NC+	En el Art. 12 se establece el monitoreo ambiental interno de las emisiones a la atmósfera, descargas líquidas y sólidas así como la remediación de suelos y/o piscinas contaminados	Realizar un inventario completo de los puntos de monitoreo no presentados hasta la fecha y según los anexos del Reglamento Ambiental vigente. Para campos, estaciones y facilidades.	Máximo un mes	Gerencia de protección Ambiental, Unidad de Protección Ambiental UPA, PE	Suministrados por La Empresa Estatal y la Gerencia de Protección Ambiental, y dentro del presupuesto ambiental anual de la filial y Petroecuador.	Identificación de los puntos de monitoreo, presentación y aprobación por parte de la Dependencia Ministerial	A
	Monitoreo Ambiental Interno en general (no presentados)	NC+	En el Art. 12 se establece el monitoreo ambiental interno de las emisiones a la atmósfera, descargas líquidas y sólidas así como la remediación de suelos y/o piscinas contaminados	Realizar en monitoreo ambiental interno y con la frecuencia establecida en el Reglamento Ambiental vigente.	Cumplir con todos los monitoreos internos, dentro de la periodicidad establecida para cada una de las actividades hidrocarbúferas.	Gerencia de protección Ambiental, Unidades de Protección Ambiental de cada una de las filiales.	Suministrados por La Empresa Estatal y la Gerencia de Protección Ambiental, Petroecuador.	Presentación de los informes de monitoreo ambiental interno.	
csa021	Control del ruido	nc-	Los límites permisibles para la emisión de ruidos están sujetos a lo dispuesto en la tabla No. 1 del anexo 1 del RS-RAOHE.	Realizar el monitoreo y el control inmediato y periódico de los niveles de ruidos generados	Permanente	PE y su filial	Los dispuestos por Petroproducción UPA (laboratorio y/o subcontratar).	Niveles de ruido bajo los establecidos en el Reglamento mencionado	B
csa022	Emisiones atmosféricas	NC+	No se evidencian reportes completos de monitoreo de emisiones gaseosas presentados, Art. 66 y 86	Realizar la identificación de los puntos de monitoreo y reportados, Presentar de acuerdo a la frecuencia establecida en el reglamento los reportes respectivos	Permanente	GPA, UPA y PE	Dispuestos por Petroproducción, UPA.	Informes periódicos de monitoreo de emisiones gaseosas presentados	A
csa023	Agua	NC+	Incumplimiento de límites permisibles, Art. 29 y 86	Tomar medidas para el cumplimiento de los límites permisibles	Permanente	PE y UPA-PPR	Dispuestos por Petroproducción, UPA.	Agua poco contaminada y dentro de los límites permisibles	A
csa024	Aire	NC+	Art. 16 Sobre el manejo y tratamiento de descargas y emisiones a la atmósfera. Acuerdo Ministerial No. 071 del MEM del 22-ago-03	Enviar periódicamente reportes respectivos	Permanente	PE y UPA-PPR	Dispuestos por Petroproducción, UPA.	Emisiones atmosféricas dentro de límites permisibles	A

PLAN DE ACCIÓN

Auditoría ambiental No.:									
Compañía auditada:		Petroproducción_PETROECUADOR							
Bloque o área de trabajo / fase (s):		Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos).							
Objetivo y alcance de la auditoría:									
Plan de acción									
Código	Crterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
CSA	Control y Seguimiento Ambiental								
csa025	Suelo	NC+	No se registra reportes actualizados de suelos y/o piscinas contaminadas en tratamiento, Arts. 16, y 59 del tratamiento y cierre de piscinas.	Enviar reportes respectivos	Permanente	PE y UPA-PPR	Dispuestos por Petroproducción, UPA.	Suelos no y/o poco contaminados y dentro de los límites permisibles	A
csa026	Control de lixiviados en sitios de disposición final								
csa060	Manejo de desechos en general (clasificación, reciclaje)	NC+	Clasificación de desechos sólidos de acuerdo a sus características físico-químicas y naturaleza. Artículos 31 y 77.	Aplicar los respectivos planes de manejo de desechos	Permanente	PE y UPA-PPR	Dispuestos por Petroproducción, UPA.	Ausencia de contaminación por desechos en general	A
csa070	Sistema de tratamiento de desechos líquidos								
csa080	Desechos sólidos	NC+	Clasificación de desechos sólidos de acuerdo a sus características físico-químicas y naturaleza. Artículos 31 y 77.	Disposición adecuada de desechos sólidos.	Permanente	PE y UPA-PPR	Dispuestos por Petroproducción, UPA.	Ausencia de contaminación por desechos	A
csa090	Manejo y almacenamiento de crudo, combustibles y productos refinados								
csa100	Manejo de productos químicos								
	Denuncias (derrames)	NC+	Artículos. 88 y 89 sobre la participación ciudadana en el control y seguimiento, monitoreo.	Aplicar plan de contingencias y enviar informe sobre acciones emergentes realizadas.	Inmediatamente ocurrido el derrame y/o contingencia.	UPA-PE-GPA-Gerencia de operaciones de Petroproducción	Los destinados por la Filial para contingencias	Informes presentados sobre las denuncias y contingencias	A
	Informes sobre denuncias (no presentados)	NC+	No se comunican directamente a la DINAPA sobre los derrames y/o contingencias. Se conoce por denuncia de la ciudadanía, Organizaciones, o por que son de dominio público. Arts. 88 y 89 sobre la participación ciudadana en el control y seguimiento, monitoreo	Comunicar sobre las contingencias y denuncias a la SPA/DINAPA, y las actividades realizadas para remediar la contingencia	Inmediatamente ocurrido el derrame y/o contingencia. 15 días de los que hasta aún no se han presentado	UPA-PE-GPA-Gerencia de operaciones de Petroproducción	Los asignados por Petroecuador y su Filial	Informes presentados sobre las denuncias y contingencias	M

PLAN DE ACCIÓN

Código	Criterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
<b>Auditoría ambiental No.:</b> <b>Compañía auditada:</b> Petroproducción_PETROECUADOR <b>Bloque o área de trabajo / fase (s):</b> Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos). <b>Objetivo y alcance de la auditoría:</b> <b>Plan de acción</b>									
CSA	Control y Seguimiento Ambiental								
	Informes Ambientales anuales (no presentados y/o aprobados)	NC+	El artículo 11 establece la presentación hasta el 31 de enero de cada año y conforme formato, la presentación del informe ambiental anual de las actividades cumplidas en el año inmediato anterior.	Realizar y presentar el informe ambiental anual de actividades ambientales conforme formato no. 5 del anexo 4 del RS-RAOHE.	Hasta 31 de enero de cada año	Gerencia de Protección Ambiental de Petroecuador, y/o Unidad de Protección Ambiente (UPA) de Petroproducción, Gerencias de filiales.	Recursos suministrados por la Empresa Estatal	Informe ambiental anual aprobado	A
ctg010	Plan de contingencias (no presentados)	NC+	Varios de los campos presentaron como adendums a los EIA los planes de contingencia para ser aprobados. Sin embargo no disponen de planes específicos estructurales, que cuente con presupuesto y cronograma de ejecución, Art. 71, numeral 2.	Elaborar y presentar los PDC de los campos que aún no se han realizado, dentro de un plan integral de manejo Ambiental.	31 de diciembre de 2004	GPA-PE, UPA de la Filial Petroproducción	Recursos suministrados por la Empresa Estatal	Planes de contingencia aprobados por la SPA/DINAPA y reducción de los niveles de contaminación y prevención.	A
	Plan de Manejo Ambiental (no presentados y/o aprobados)	NC+	Art. 41 numeral 7 dispone que una vez que se han identificado, analizado y cuantificado los impactos ambientales derivados de las actividades hidrocarburíferas se deben realizar el PMA dentro de los aspectos descritos en este numeral. Además la transitoria segunda del mismo Reglamento.	Elaboración y presentación de los PMA de los campos y facilidades que hasta la actualidad no se han presentado.	Hasta Noviembre 2004	Gerencia de protección Ambiental, Unidades de Protección Ambiental de cada una de las filiales.	Suministrados por La Empresa Estatal y la Gerencia de Protección Ambiental, Petroecuador.	PMA aprobados.	A
	Informes de remediación,(no presentados)	NC+	En el artículo 16 se describe que el Diagnóstico y caracterización de la contaminación en base de los análisis físico-químicos y biológicos de suelos, aguas superficiales y subterráneas, inclusive determinación exacta de la superficie del área afectada, evaluación de impactos y volúmenes de suelo a tratarse.	Remediar, elaborar y presentar los respectivos informes de remediación ambiental de las zonas afectadas por las contingencias, informes para derrames mayores a 5 barriles.	30 días	Gerencia de Protección Ambiental- PE y UPA de Petroproducción	Dispuestos por Petroecuador para el caso y del fondo que establece el Art. 16 del RS-RAOHE, por la venta de crudo intemperizado.	Informes de remediación observados ó aprobados	A

PLAN DE ACCIÓN

Auditoría ambiental No.:									
Compañía auditada:									
Bloque o área de trabajo / fase (s):									
Objetivo y alcance de la auditoría:									
Plan de acción									
Código	Criterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
CSA	Control y Seguimiento Ambiental								
	Informes de remediación no aprobados	NC+	En el mismo artículo 16 señala que una vez finalizada la remediación, la empresa operadora responsable presentará dentro de 15 días un informe inclusive una evaluación técnica del proyecto a la SPA.	Cumplir con las observaciones y recomendaciones realizadas a los informes de remediación	3 meses	GPA-PE, UPA de la Filial Petroproducción	Dispuestos por Petroecuador para el caso y del fondo que establece el Art. 16 del RS-RAOHE, por la venta de crudo intemperizado.	Informes de remediación aprobados	A
	Inspecciones (de campo)	nc-	Coordinar con la Dependencia Ministerial y de acuerdo a su cronograma realizar inspecciones de campo periódicas.	Programar coordinadamente las inspecciones al Campo	Permanente	GPA-PE, UPA, y SPA/DINAPA.	Suministrados por Petroecuador.	Informes de inspecciones y cumplimiento del cronograma de visitas al campo de la DINAPA.	A
	Programas de Remediación Ambiental, (no presentados)	NC+	En el Art. 16 señala sobre los aspectos técnicos de monitoreo y control de programas y proyectos de remediación ambiental que, previo a su ejecución, tienen que presentarse a la SPA para su respectiva aprobación, sin perjuicio de las acciones a tomarse inmediatamente después de cualquier incidente.	Elaborar y presentar los respectivos programas de remediación ambiental de las zonas afectadas por las contingencias, informes para derrames mayores a 5 barriles.	Inmediatamente ocurrido la contingencia.	GPA-PE, UPA de la Filial Petroproducción	Dispuestos por Petroecuador para el caso y del fondo que establece el Art. 16 del RS-RAOHE, por la venta de crudo intemperizado.	Programas de remediación presentados, u observados	A
	Programas de Remediación Ambiental, ( no aprobados)	NC+	En el mismo artículo 16 indica que los programas o proyectos de remediación sujetos a aprobación y seguimiento, serán la remediación de piscinas y/o suelos contaminados, así como la remediación de accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, combustible y otro producto.	Dar respuesta a las observaciones y recomendaciones realizadas al estudio.	máx.. 15 días después de ser observado el estudio.	GPA-PE, UPA de la Filial Petroproducción	Dispuestos por Petroecuador para el caso y del fondo que establece el Art. 16 del RS-RAOHE, por la venta de crudo intemperizado.	Programas de remediación ambiental aprobados por la SPA/DINAPA.	A

PLAN DE ACCIÓN

Código	Criterios observados	C / nc- / NC+	Descripción breve	Acción requerida	Plazo / fecha tope	Responsable	Recursos	Indicador	Prioridad
<b>Auditoría ambiental No.:</b> <b>Compañía auditada:</b> Petroproducción_PETROECUADOR <b>Bloque o área de trabajo / fase (s):</b> Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos). <b>Objetivo y alcance de la auditoría:</b> <b>Plan de acción</b>									
CSA	<b>Control y Seguimiento Ambiental</b>								
	Planes y presupuestos ambientales anuales (no presentados y/o aprobados)	NC+	En el artículo 10 y como lo dispone el Art. 31 literales, c, k, s, y t de la Ley de hidrocarburos, se deben presentar dentro del plazo estipulado el programa anual de actividades ambientales derivado del Plan de manejo Ambiental y el presupuesto respectivo	Presentar el programa y presupuesto ambiental anual, como parte integrante del programa y presupuesto generales de las actividades contractuales	Hasta el 1 de diciembre de cada año (presupuesto para el siguiente año)	Petroecuador y sus filiales, (Petroproducción)	De la Empresa Estatal y el Estado	Programa y presupuesto ambiental aprobado por la SPA.	A
afi060	Otros								
ASE	<b>Aspectos socio-económicos (gestión social y relaciones comunitarias)</b>								
prc010	Comunicación e información	nc-	Unidades dedicadas a atender los asuntos emergentes en el ámbito de las relaciones comunitarias..	Es recomendable reorganizar el campo de acción que los funcionarios tienen a su responsabilidad	Permanente	GPA-PE	Se debe destinar un fondo específico para relaciones comunitarias y detallado en el presupuesto ambiental anual.	Avances y mayor número de reportes	B
prc020	Coordinación intra e interinstitucional	NC+	La Reglamentación Ambiental vigente, la Ley de Gestión Ambiental y otras, establecen la participación de los Gobiernos seccionales, Asociaciones, Organizaciones de pueblos indígenas, Organizaciones no Gubernamentales, etc.. En la administración ambiental y de los recursos no renovables...	Mejorar las relaciones inter e intrainstitucionales. La empresa debe asumir compromisos que permitan mejorar las relaciones institucionales con los diferentes actores del medio que opera.	Permanente	GPA-PE	Se debe destinar un fondo específico para relaciones comunitarias y detallado en el presupuesto ambiental anual.	Actas y registros de reuniones con instituciones seccionales, pueblos organizados, etc.	A
prc030	Indemnizaciones y compensaciones comunitarias	nc-	Un progresivo incremento en la no aceptación de las actividades hidrocarburíferas por parte de los pobladores del área de influencia (pueblos indígenas), elevan el número también de denuncias directamente a la Dependencia de control.	la empresa debe formular como parte del plan anual nuevos mecanismos que permitan reducir los conflictos y ajustados a las disposiciones de los artículos 88 y 89 del RS-RAOHE.	Permanente	GPA-PE, Departamento de Relaciones Comunitarias.	Del presupuesto ambiental anual detallado el rubro para relaciones comunitarias, por parte de Petroproducción y Petroecuador.	Montos y porcentaje destinados a la ayuda social de acuerdo a la programación anual.	A

PLAN DE ACCIÓN

<b>Auditoría ambiental No.:</b>									
<b>Compañía auditada:</b>		Petroproducción PETROECUADOR							
<b>Bloque o área de trabajo / fase (s):</b>		Exploración, Explotación, Desarrollo y Producción (Campos).							
<b>Objetivo y alcance de la auditoría:</b>									
<b>Plan de acción</b>									
<b>Código</b>	<b>Criterios observados</b>	<b>C / nc- / NC+</b>	<b>Descripción breve</b>	<b>Acción requerida</b>	<b>Plazo / fecha tope</b>	<b>Responsable</b>	<b>Recursos</b>	<b>Indicador</b>	<b>Prioridad</b>
ASE	Aspectos socio-económicos (gestión social y relaciones comunitarias)								
prc035	Capacitación y educación ambiental (externo - comunidad)	nc-	A pesar que la empresa mantiene un campo de acción en Educación Ambiental, sin embargo debe aumentarse éste, principalmente en lo referente a la reforestación, buenas prácticas para la agricultura, deforestación, manejo de desechos domésticos, etc.	La empresa debe formular planes de capacitación orientado a lograr una mayor participación de las poblaciones cercanas y de la zona de influencia.	Permanente	GPA-PE, Departamento de Relaciones Comunitarias.	Del presupuesto ambiental anual detallado el rubro para relaciones comunitarias, por parte de Petroproducción y Petroecuador.	Reducción de los niveles y prevención de la contaminación.	A
prc038	Seguridad industrial (externos, visitantes)								
prc040	Investigación								
prc055	Trabajos arqueológicos								
ase060	Otros								

## *CAPITULO 4*

#### 4.1 CONCLUSIONES

1. Petroecuador y sus filiales ha registrado dentro del período de estudio (1996 a 2004) varios no cumplimientos, (el 56,08% en: EIA no presentados y aprobados, Auditorías no realizadas, respuestas a las observaciones realizadas a los estudios e informes, informes de monitoreo, programas de remediación ambiental, entre otros) a las disposiciones de la Reglamentación Ambiental para las operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RS-RAOHE). No existe una observancia por parte del Sistema Petroecuador, de las disposiciones establecidas en las regulaciones sobre la gestión ambiental para el manejo de proyectos hidrocarburíferos.
2. Petroecuador y sus filiales no han cumplido en su totalidad (a partir de 1996 registra un nivel de cumplimiento de un promedio del 43,92% en todas sus actividades hidrocarburíferas), y en muchos casos con retraso los requerimientos establecidos en la Reglamentación Ambiental vigente (Decreto Ejecutivo No.1215 del 13 de febrero del 2001 y Decreto Ejecutivo 3401, del 2 de diciembre de 2002, los diferentes Acuerdos Ministeriales entre ellos el No. 071 del 22 de agosto de 2003) sin embargo, a partir de la expedición de los mismos mejoró notablemente el nivel de cumplimiento (una mayor presentación de TDR, EIA, Presentaciones Públicas, Presupuestos Ambientales Anuales, puntos e informes de Monitoreo Ambiental Interno, etc.), reflejándose en el descenso de un 78,57% en el número de no cumplimientos en estos últimos años, gracias a la coordinación ente las unidades encargadas de la protección ambiental en cada una de las filiales, y la GPA-PE con la SPA DINAPA, así como al la Gestión y Políticas implementadas, y que se siguen implementando por parte de la Empresa Estatal.
3. Petroecuador no ha presentado todos los Planes y Presupuestos anuales detallados del Informe anual de actividades (para cada año como indica el RS-RAOHE). Salvo casos aislados, desde 1996 hasta la actualidad que hicieron las filiales de Petroproducción y Petrocomercial (el 37,68% presentado), estos fueron observados en varias ocasiones por la DINAPA.
4. Petroproducción y las otras filiales en algunos casos no reporta directamente a la Dependencia Ministerial las contingencias, siniestros y/o derrames, o se lo ha hecho en casos aislados. La mayoría han sido comunicados por intermedio de la

DNH o por que han sido de dominio público, y sin que exista en algunos casos alguna coordinación y notificación inmediata de las medidas a tomarse o adoptadas para remediar cada uno de los casos.

5. No existe coordinación para los trabajos de remediación de áreas contaminadas, así como para la ejecución de programas sociales (socio-culturales) que sean consecuencia de negociaciones para la ejecución de proyectos (indemnizaciones), o acciones que obedezcan a derrames o emergencias.
6. No se registró un seguimiento ambiental por parte de las filiales o la GPA-PE de Petroecuador a los diferentes proyectos planificados, por esta razón no se pudo completar las diferentes matrices diseñadas para evaluar los cumplimientos y no cumplimientos con respecto al RS-RAOHE y otras disposiciones ambientales que rigen en el Ecuador.
7. Existe una comunicación, sin embargo esta no es permanente entre Petroecuador (GPA) y sus filiales con la SPA/DINAPA, de forma que ésta pueda ayudar a dar ha conocer la gestión ambiental de los diferentes proyectos y/o actividades del sistema Petroecuador, y a su vez permita a la Dependencia Ministerial realizar un seguimiento, controlar, fiscalizar y auditar las diferentes actividades de Petroecuador y sus filiales, como lo disponen el Reglamento Ambiental.
8. Del análisis de pasivos ambientales identificados producto de las actividades de desarrollo y producción en los diferentes campos y facilidades petroleras, y en base a criterios conceptuales de prioridad, determinaron a los pasivos de flujo como de mayor importancia, debido a que se siguen utilizando instalaciones, equipos y otras obras civiles, que aún siguen causando daños al medio ambiente. Sin embargo, existen daños ambientales causados por pasivos acumulados, como las piscinas tapadas que siguen aflorando crudo degradado, y las piscinas abandonadas a cielo abierto.
9. La falta de designación y retribución de los recursos económicos por parte de Estado ecuatoriano a Petroecuador se ve reflejado en la forma y disminución de la producción de crudo en los últimos años, así como el deterioro de sus activos. El uso de nuevas tecnologías se ven limitas por lo antes expuesto, por lo que la

aplicación de políticas y sistemas de gestión para disminuir los impactos ambientales pueden ser también deficientes.

10. En lo referente a las no conformidades registradas, las valoraciones de las mismas puede no aportar al análisis del estudio. Aunque todas son importantes, el requerimiento normativo es obligatorio por lo que no realizar las acciones determinadas pueden ocasionar problemas a la empresa con el ente regulador, por lo que estas acciones son de alta prioridad. La contaminación requiere un proceso más detallado para su control, igualmente existen requerimientos específicos para manejar la contaminación, por lo que la priorización estará dada por empezar a regularizar las acciones de Petroecuador con la Normativa Ambiental Vigente.
11. Es indudable el valor que a largo plazo tendrán las acciones que en la actualidad se ejecuten, con miras prevenir y minimizar los impactos ambientales que generan las actividades hidrocarburíferas en todas sus etapas. En estas circunstancias, es de suma importancia el desarrollo de planes de acción que ayuden a la prevención y mitigación. Los Planes de Acción propuestos ayudarán al Control y Seguimiento de las actividades del Sistema Petroecuador, son importantes también para el registro de documentación ambiental y para una futura planificación de Auditorías y para el respaldo legal en casos de incidentes ambientales.

Estos Planes de Acción propuestos para Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial (ver anexo No. 11), están referenciados a la Normativa Ambiental vigente para las actividades hidrocarburíferas en el país, contienen las no conformidades detectadas, una descripción breve en referencia al RS-RAHOE (DE 1215), la acción requerida para el levantamiento de la no conformidad, una fecha tope tentativa de acuerdo a su prioridad, el personal responsable.

12. Es necesario anotar que Petroecuador en los últimos años ha disminuido notablemente el número de no cumplimientos a la Reglamentación Ambiental vigente, fruto de sus Políticas, Sistema de Gestión y concientización de sus funcionarios y trabajadores, en beneficio del País y del medio ambiente, como lo dispone también la Ley 45, de creación de la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador promulgada en 1989.

## 4.2 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda la revisión periódica del Sistema de Gestión Ambiental Petroecuador, de tal manera que permita verificar el mejoramiento del desempeño ambiental (semestralmente, y/o anualmente), con la finalidad de asegurar su eficacia y garantizar el mejoramiento continuo del Sistema.
2. Como complemento al presente estudio en lo que se refiere a los Pasivos Ambientales, se recomienda se realice lo más pronto posible un inventario completo de los pasivos acumulados y de flujo como una herramienta que permita realizar un plan de acción y la responsabilidad legal y económica de la remediación y/o control. Complementado este con una valoración económica de pérdidas que ocasionan la presencia de estos pasivos, y proceder con la remediación ambiental, (principalmente de los pasivos ambientales acumulados); de no cumplir con estos requerimientos debe aplicarse las respectivas penalizaciones de conformidad a lo establecido en el capítulo XIV de DE 1215; de las Sanciones y Denuncias, Artículo 90.
3. Los pasivos de flujo que se siguen utilizando en la actualidad para la operación, deben ser necesariamente la base para la elaboración de planes de adecuación, y cuya remediación debe ser realizados por Petroproducción en el menor tiempo posible para reducir los Impactos generados por la utilización de los mismos. Por lo que estos Pasivos Ambientales deben ser remediados de tal manera que los recursos comprometidos en los procesos lleguen el lo posible cerca de sus condiciones iniciales, o por lo menos a sus condiciones pre-operacionales.
4. Se recomienda que el Ministerio de Energía y Minas expida una Reglamentación específica o un Acuerdo Ministerial sobre el tema de Pasivos Ambientales, generados en las actividades hidrocarburíferas, y utilizando los términos y conceptualizaciones Naciones e Internacionales, y en base a los diferentes Estudios realizados en el país. Esto ayudará al mejor control y seguimiento, uso de mejores tecnologías, disminución de los pasivos de flujo y por supuesto la reducción de los Impactos Ambientales.

5. Es necesario además realizar un inventario actualizado en todas las instalaciones de Petroecuador y sus filiales (se incluye a los terminales, beaterios, y estaciones de servicio de la red de Petrocomercial) de puntos de monitoreo de efluentes y emisiones gaseosas, como lo contempla el DE 1215 y el último Acuerdo Ministerial No. 071 de 22 de agosto de 2003, para su aprobación.
6. Petroproducción en la mayoría de los casos no da cumplimiento a tiempo a varias de las observaciones y recomendaciones realizadas por la DINAPA (en lo referente a información complementaria, geográfica, socio-ambiental y resultados del monitoreo ambiental interno, entre otros) a Estudios y documentos presentados, o fruto de las inspecciones a campo, por lo que un sistema más efectivo de información y comunicación por parte de la Empresa Estatal es imprescindible, así como el presentar las diferentes respuestas a las observaciones y recomendaciones realizadas a los estudios o informes. Recomendándose realizar una licitación para elaborar de los diferentes estudios ambientales de las actividades instalaciones y/o proyectos que hasta la actualizad no han sido presentados.
7. Realizar las Auditorías Ambientales a los campos (e instalaciones) que no se han realizado (cada dos años), así como todas las acciones pertinentes para levantar las no conformidades detectadas en cada una de las auditorías ya efectuadas.
8. Una gran parte de los Planes de Acción involucran la planificación de tiempo, el personal responsable, recursos y fondos del presupuesto para asegurar las recomendaciones realizadas en los estudios (auditorías), por lo que se recomienda elaborar Planes de Acción detallados y más específicos para cada filial, facilidad, actividad, etc. Con la finalidad de asegurar que las recomendaciones de alta prioridad sean rápidamente implementadas.
9. Si algunas de las recomendaciones o acciones correctivas detalladas en los Planes de Acción no son implementadas por parte de la Empresa Estatal, se recomienda justificar documentadamente la decisión tomada, esto ayudará a futuras auditorías ambientales y realizar mejoras al Sistema de Gestión implementado por Petroecuador y sus filiales.

## **CONSIDERACIÓN**

*Debe considerarse la posibilidad que información ambiental que reposa en la Dependencia Ministerial (DINAPA/ SPA/MEM) de las actividades hidrocarburíferas realizadas por Petroecuador y sus filiales no haya sido revisada y analizada en su totalidad para la elaboración del presente estudio, por varias causas, entre ellas los cambios administrativos, la pérdida de documentación, etc., por lo siempre habrá información por procesar, además no siempre se dispone de los últimos datos. Razón por la cual el presente estudio puede no reflejar en su totalidad el cumplimiento de la Normativa Ambiental vigente por parte de la Empresa Estatal.*

## *BIBLIOGRAFÍA*

## BIBLIOGRAFÍA

1. REPUBLICA DEL ECUADOR; Constitución Política de La República del Ecuador. Índice sistemático y Control Constitucional. Cuarta edición. Editorial GAB, EDIMPRES S.A. Quito-Ecuador, julio de 2003, pp. 77-78, 103-105.
2. REPUBLICA DEL ECUADOR, Ley de Gestión Ambiental, Registro Oficial No. 245 del 30 de julio de 1999 (Ley 99-37) v. pp.
3. REPUBLICA DEL ECUADOR, Ley de Hidrocarburos (Reformada), Decreto Supremo No. 2967. RO/711 de 15 de noviembre de 1978. pp. 16-18
4. REPUBLICA DEL ECUADOR, Ley de Patrimonio Cultural, Creada el 2 de julio de 1979. v. pp.
5. REPUBLICA DEL ECUADOR, Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental. Registro Oficial No. 64 del 24 de agosto de 1981 (Ley 74). v. pp.
6. REPUBLICA DEL ECUADOR, Reglamento de Consulta y Participación para la Realización de Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto Ejecutivo No. 3401, del 2 de diciembre de 2002, pp. 3, 10-19
7. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS; Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador RAOH 1215. Acuerdo Ministerial N° 265 publicado en el Registro Oficial el martes 13 de Febrero del 2001. Quito-Ecuador. 2001, v. pp.
8. MINISTERIO DEL AMBIENTE; Reglamento Especial a la ley de Gestión Ambiental de Evaluación de Impactos Ambientales del Ecuador. Quito –Ecuador, 2002. pp. 3-7
9. MINISTERIO DEL AMBIENTE; Reglamento de Prevención y control de la Contaminación Ambiental. Preparado para: Proyecto MAE/BID ATN/SF – 6798-EC. Programa de Fortalecimiento Institucional para la Administración Ambiental.

Ministerio del Ambiente - Banco Interamericano de Desarrollo. Eficiencia Energética y Ambiental, Efficacitas Consulting Ltd. Guayaquil, Mayo 2002.

10. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, SPA/DINAPA, Víctor Hugo Arias, Consultoría, "Sistematización de La Información Ambiental del Sistema Petroecuador", Reporte final, Quito-Ecuador, Abril, 2002. pp. 10-32.
11. API; Indicadores de Desempeño Ambiental: Métodos para Medir la Prevención de Contaminación. Publicación 331. Instituto Americano de Petróleo. USA, Septiembre 1994, v. pp.
12. ARPEL, Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and the Caribbean, ARPEL. Guía No. 14. Guía para la Conducción de Auditorias Ambientales en las Operaciones de la Industria Petrolera. Calgary-Alberta, agosto 25, 1997, pp. 1-9 y 23-79.
13. BAHAMONDE M, JURADO J y otros; Potencial Impacto Ambiental de las Industrias en el Ecuador. Exploración Preliminar y soluciones, Fundación Natura, EDUNAT III, Quito-Ecuador, 1991.
14. BARR HARBOR Dr., Prácticas Estándar para Evaluaciones Ambientales de Sitio: Proceso de Verificación de Transportación, E75528-96, Sociedad Americana para Prueba y Materiales (ASTM), 100 West Conshohocken, PA 19428, USA, 1996.
15. CHAVAS J., Ecosystem Valuation under Uncertainty & Irreversibility, en Ecosystems, 2000. pp 3, 11-15
16. Ecuambiente Consulting Group, Definición y verificación de Pasivos Ambientales, para los campos Marginales de Petroproducción, (Palanda, Pindo, Bermejo...), 2001. 7-12
17. Environmental Management in oil and gas exploration and production, an overview of issues and management approaches, Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication, 1997, <http://www.unepie.org>. pp. 24-31

18. ESPINOSA GUILLERMO; Fundamentos de la Evaluación del Impactos Ambientales, Banco Interamericano de Desarrollo BID, Santiago de Chile, 2001. v. pp.
19. INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT, (IISD). Global Green Standards: ISO 14000 and Sustainable Development. Copyright©. The International Institute for Sustainable Development, Printer in Canada 1996, pp 41-54.
20. I. MASOLIVER JORDANA DOLORS, DIR II, Guía Práctica para la Implantación de un Sistema de Gestión Ambiental, Manuales de Ecogestión 2, Departament de Medi Ambient, Generalitat de Catalunya, España, 2000. v. pp.
21. Norma ISO 14000, 1996, ISO 14001 versión 2004, Sistemas de Manejo Ambiental, Normas de Organización de Normas Internacionales de acuerdo a lo previsto por ASTM, Particularmente 14001, 14004, 14010, 14011 y 14012, v. pp.
22. McCREARY, J.H. "ISO 14000: A Framework for Coordinating Existing Environmental Management Responsibilities." CIM Bulletin, Vol.89, No. 999. International Institute for Sustainable Development 1996, pp. 65-70.
23. Metodología para la Valorización de Pasivos Ambientales en el Sector Eléctrico, Unidad de Planeación Minero Energética, Econometría S. A. Colombia, 2002. pp. 14-17 y 41-53
24. The World Bank Group in collaboration with the United Nations Environment Programme and the United Nations Industrial Development Organization. Pollution Prevention and Abatement Handbook, 1998. Toward Cleaner Production. Manufactured in the United States of America, First printing April 1999. pp 13-38, 45-78
25. WORLD BANK; Libros de Consulta para Evaluación Ambiental, Volúmenes: I, II, y III, Guías para la Evaluación Ambiental de Proyectos de Energía e Industriales, Departamento Ambiental, Banco Mundial, Documento Técnico del Banco Mundial 154, Washington, D.C. 1996. v. pp.

26. WORLD BANK; Libro de Fuentes de Evaluación Ambiental, Volumen III, Guías para la Evaluación Ambiental de Proyectos de Energía e Industriales, Departamento Ambiental, Banco Mundial, Documento Técnico del Banco Mundial 154, Washington, D.C. 1994. v. pp.

**I. Informes, Documentos varios, Publicaciones y revistas:**

27. ARTEMIO ROQUE ÁLVAREZ, Dirección Nacional de inspección de fuentes de Contaminación, Petróleos Mexicanos, PEMEX, 2002.

28. Auditoría Ambiental del los campos de Producción Auca-Cononaco, de Petroproducción. Envirotec Cía. Ltda. Ministerio de Energía y minas del Ecuador, Enero de 2003, v. pp.

29. Auditoría Ambiental campo Charapa. Informe preparado por ENTRIX Inc. Ecuador para BELLWETHER INTERNATIONAL INC. Febrero 2000, v. pp.

30. Auditoría Ambiental del campo Lago Agrio, Elaborado por FIGEMPA, 2002, v. pp.

31. Auditoría Ambiental Campo Palanda Yuca Sur. Informe de la auditoria elaborado por KOMEX INTERNATIONAL Ltda., para PETROLEOS SUDAMERICANOS \* PETRORIVA. Octubre 2000. v. pp.

32. Auditoría Ambiental Campo Pindo. Informe de la auditoria elaborado por KOMEX INTERNATIONAL Ltda., para PETROLEOS SUDAMERICANOS \*PETRORIVA. Octubre 2000, v. pp.

33. Auditoría Ambiental Campo Tigüino. Informe de la auditoria elaborado por KOMEX INTERNATIONAL Ltda., para Petróleos Colombianos Ltda. (PETROCOL). Julio 2000, v. pp.

34. Colectivo para la difusión de la Deuda Ecológica. ODG. Julio de 2002.  
[www.observatoriodeuda.org](http://www.observatoriodeuda.org)

35. Diagnóstico Ambiental línea Base del Campo Shushufindi. Informe final del Abril de 2001, Enviritec Cía. Ltda.
36. Estudios de Impacto Ambiental y Planes de Manejo Ambiental para varios proyectos en el campo Auca (Programa sísmico 3D, Ecuambiente Consulting Group, 2002), hasta 2003, v. pp.
37. Estudio de los Pasivos Ambientales de los campo: Biguno, Huachito, MCD y Paraíso. Sociedad Internacional Petrolera (SIPEC), mayo 2003, v. pp.
38. Exploración del Petróleo en el Trópico: Guías para la protección Ambiental, Publicación IUCN No ISSN 2-8317-0018-3. Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza y el Medio Ambiente.
39. Generación y Manejo de materiales Residuales. Instituto Americano de Petróleo. Web site: [www.api.org](http://www.api.org). Publicaciones desde 1995-2001.
40. Guía y Cumplimiento Ambiental para Productores de Petróleo y Gas, Marzo de 1991. Ambiente E&P. Web site: [www.eandforum.co.uk](http://www.eandforum.co.uk).
41. Identificación de Pasivos Ambientales de las áreas: Auca, Shushufindi, Lago agrio, Campo Culebra- Culebra y Sacha. Elaborado por Corpoconsul Cía. Ltda. para Petroecuador, 2003. v. pp.
42. Informe de los Pasivos Ambientales del Campo Bermejo. Documento preparado por ESPOL \*CEMA \* CA, para TECPECUADOR S. A. 2001, v. pp.
43. Límites Máximos Permisibles para Emisiones a la Atmósfera provenientes de fuentes fijas para actividades hidrocarburíferas. Ministerio de Energía y Minas, Acuerdo Ministerial No. 071, Registro Oficial No. 153 del 22 de agosto de 2003, [mte@mtecuador.org](mailto:mte@mtecuador.org)
44. Manual Ambiental de OPIC, Corporación de Inversión Privada Internacional, Diciembre de 1996. Web site: [www.222.opic.gov](http://www.222.opic.gov). Dirección electrónica: [info@opic.gov](mailto:info@opic.gov).

45. Minimización de Desechos en el Campo Petrolero. Texas Railroad Comisión. Web site: [www.rrc.state.tx.us](http://www.rrc.state.tx.us)
46. Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Dirección de Gestión y Planificación, Boletín de información económica y energética del año 1995 al 2000, Edición No. 11, Quito, octubre de 2001, Web site: [www.menergia.gov.ec](http://www.menergia.gov.ec)
47. Normas para el Desarrollo y Aplicación de Sistemas de Salud, Seguridad y Medio Ambiente, Reporte No. 6.36/210, Foro E&P. Web site: [www.eandpforum.co.uk](http://www.eandpforum.co.uk). Octubre de 1996.
48. Plan de Manejo Ambiental del Campo Shushufindi operado por Petroproducción, febrero de 2003.
49. Revisión Crítica de Valores de Toxicidad y Evaluación de la Persistencia de Productos de Petróleo para uso en Evaluaciones de daño de Recursos Naturales, Publicación 4594. Orden No. 145940. Instituto Americano de Petróleo.
50. Sistema integrado de Indicadores Sociales del Ecuador. SIISE, 2003 (actualizada con indicadores del Censo 2001, Versión 2.5), v. pp.
51. The International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). The Oil Industry: Operating in Sensitive Environments. A summary of the IPIECA /E&P Forum Publication. London 2002, Web site: [www.ipieca.org](http://www.ipieca.org)
52. Valuing Potential Environmental Liabilities for Managerial Decision Making: A Review of Available Techniques, EPA, December de 1996.

## II. Web sites:

53. Asociación Internacional de Evaluadores de Impactos Ambientales, (IAIA),  
<http://www.iaia.org>
54. Banco Mundial, (World Bank), Web Site: [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)
55. Empresa Estatal Petrolera del Ecuador, Petroecuador, Web site:  
[www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)
56. Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador, filial  
PETROPRODUCCIÓN. Web site: [www.Petroproducción.com.ec](http://www.Petroproducción.com.ec)
57. Instituto Americano de Petróleo. Web site: [www.api.org](http://www.api.org)
58. Instituto Nacional para Seguridad y Salud Ocupacional. Web site:  
[www.cdc.gov/niosh/homepage.html](http://www.cdc.gov/niosh/homepage.html)
59. Ministerio de Energía y Minas, República del Ecuador; Web site:  
[www.menergia.gov.ec](http://www.menergia.gov.ec)
60. Ministerio del Ambiente, República del Ecuador , Web site: [www.mambiente.gov.ec](http://www.mambiente.gov.ec)
61. OGP – Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas - (ex - Forum  
E&P), <http://www.ogp.org.uk>
62. Unión Internacional para la conservación de la Naturaleza (IUCN). Web site:  
[www.lprolink.ch/iucnlib](http://www.lprolink.ch/iucnlib) , e-mail [iucn-psu@wcmc.org.uk](mailto:iucn-psu@wcmc.org.uk)

*ANEXOS*

- Anexo No. 1** Matrices de Evaluación de Estudios Ambientales de Petroproducción, **EEAs\_Petroecuador\_CAMPOS** y **EEAs Campos Marginales-ITT**.
- Anexo No. 2** Matrices para el Control y Seguimiento de Petroproducción, **CSA\_AAs\_Petroproducción\_CAMPOS** y **CSA\_AAs\_Campos Marginales\_ITT**.
- Anexo No. 3** Control y Seguimiento de Contingencias, **CSA Seguimiento-CAMPOS**.
- Anexo No. 4** Proyectos y programas de remediación ambiental (PRA), matriz **CSA Proyec\_Prog\_Remed\_Ambient\_CAMPOS**.
- Anexo No. 5** Estudios Ambientales de proyectos, actividades e instalaciones de las filiales PCO, PIN y SOTE. **EEAs Petroecuador\_FILIALES**
- Anexo No. 6** Control y Seguimiento de los TDR, y Auditorías Ambientales, para las filiales PIN y PCO, **CSA-AAs-Petroecuador\_FILIALES**.
- Anexo No. 7** Control y Seguimiento de Contingencias, **CSA Seguimiento\_FILIALES** y **CSA Seguimiento\_Est\_Servicio**.
- Anexo No. 8** **CSA Monitoreo Interno\_PPR\_CAMPOS** y **CSA Monitoreo Interno\_FILIALES**.
- Anexo No. 9** Las Matrices **Planes\_presupuestos Petroecuador** y **Panes\_presupuestos\_Est\_Serv\_Petrocomercial**, presentados por Petroecuador y sus filiales.
- Anexo No. 10** Clasificación de los tipos de pasivos Ambientales (Pasivos Acumulados y de Flujo).
- Anexo No. 11** **Planes de Acción propuestos para el Control y Seguimiento por parte de la SPA/DINAPA, (Petroindustrial y Petrocomercial)**.
- Anexo No. 12** Formato guía para la calificación de Estudios de Impacto Ambiental.
- Anexo No. 13** Listas de chequeo para la evaluación preliminar de los Estudios Ambientales
- Anexo No. 14** Mapas de la diferentes Infraestructuras de Petroecuador y sus filiales.