

AUDITORIA AMBIENTAL A LA OPERACIÓN DE LOS CAMPOS PETROLÍFEROS DE PETROPRODUCCION.

CAPITULO I "INFORMACION INTRODUCTORIA"

1.1 ANTECEDENTES

PETROPRODUCCION, filial de la Empresa PETROECUADOR, fue creada para sustituir a la empresa Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE. Es una entidad estatal encargada de la exploración, explotación de hidrocarburos que fue creada mediante Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR.

De acuerdo con el artículo 1 del decreto Supremo 2967, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

1.2 MOTIVO DE LA AUDITORIA

La Auditoría ambiental a la operación de los campos petrolíferos de PETROPRODUCCIÓN se la realiza para dar cumplimiento a la Orden de Trabajo N° 00382 de julio 13 del 2001, de acuerdo al Plan Anual de Actividades para el año 2001 de la Dirección de Control de Obras Públicas, Proyecto 2.23.

1.3 ALCANCE DE LA AUDITORIA AMBIENTAL

La Auditoría Ambiental comprende:

- Análisis y evaluación del grado de cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental existentes de los campos Shushufindi y Libertador y el área Yuca, y de las recomendaciones emitidas en los Estudios de Impacto ambiental, sobre los equipos y los planes de continencia y mitigación, necesarios para la implementación en cada estación, el mantenimiento de cada equipo y simulacros realizados.
- Evaluación de los rellenos sanitarios de los campos examinados.
- Análisis de las coberturas de los contratos de seguros de los siniestros contra terceros (responsabilidad civil) y por daños ambientales.
- Análisis de los derrames ocurridos en el Distrito Amazónico desde 1999 a la fecha de corte del presente informe.
- Análisis precontractual de los tres contratos suscritos entre PETROPRODUCCIÓN y la compañía PECS IECONTSA S.A. para la remediación de las piscinas en las áreas de Sacha, Libertador y Lago Agrio.
- Estudio y análisis de los informes ambientales anuales, presentados a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su aprobación.
- Seguimiento al procedimiento ambiental aplicado por la compañía DYGOIL, en la ejecución de los contratos de prestación de servicios específicos.
- Análisis y evaluación del grado de cumplimiento de las Normas de Seguridad e Higiene Industrial de PETROECUADOR por parte de su filial PETROPRODUCCIÓN.

La presente Auditoría no cubrió las operaciones administrativas y financieras de la entidad, las que serán motivo de una auditoría financiera o exámenes especiales posteriores, según corresponda.

1.4 PERÍODO DE LA AUDITORIA

El período de la Auditoría ambiental comprende desde el primero de enero de 1999, fecha de análisis de los derrames ocurridos en el Distrito Amazónico y el 30 de junio del 2002, fecha de corte del presente informe.

CAPITULO II “COMENTARIOS Y CONCLUSIONES”

CAMPOS PETROLÍFEROS DE PETROPRODUCCIÓN

Los campos operados por PETROPRODUCCIÓN son Auca, Shushufindi, Sacha, Lago Agrio y Libertador.

Analizados los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), se determina que estos estudios existen para los campos Shushufindi, Libertador y para el área de Yuca y que se encuentra en proceso de contratación para el campo de Lago Agrio.

ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL, OBJETIVOS

GENERAL

El objetivo general de este tipo de estudios, es el de disponer de una herramienta organizacional, administrativa y operativa que permita responder a un eventual derrame de petróleo, un incendio o una explosión, mediante la aplicación de guías de organización y respuesta para optimizar la velocidad y eficacia de las acciones de control de la emergencia, con el fin de proteger áreas de importancia ambiental localizadas en la zona de influencia de las instalaciones.

ESPECIFICOS

- Contar con un análisis de riesgos que permita determinar los escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia de emergencias en las instalaciones.
- Establecer organigramas y funciones claras del personal de PETROPRODUCCION y sus contratistas, para organizar una respuesta a una eventual emergencia.
- Establecer procedimientos operativos para notificación, convocatoria y acciones de respuesta y control de eventuales derrames o incendios.
- Diseñar un programa de implementación para el entrenamiento del personal de PETROPRODUCCION, la adquisición de equipos y la vinculación de las comunidades vecinas.
- Dotar a PETROPRODUCCION, de una herramienta de información para el análisis de riesgos y la proposición de medidas preventivas, a través de la realización de un diagnóstico ambiental de sus instalaciones.

2.1 VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE CONTINGENCIA DEL AREA SHUSHUFINDI

El Plan de Contingencias para el área de Shushufindi fue contratado con la compañía CORPCONSUL Cía. Ltda. en el año 1997, cuyo análisis se describe a continuación:

ALCANCE DEL ESTUDIO PARA SHUSHUFINDI

Operativo: Cubre la operación de pozos y líneas de flujo de las instalaciones de las Estaciones: Aguarico, Shushufindi Norte, Shushufindi Centro, Shushufindi Sur, Shushufindi Sur Oeste y Limoncocha, la operación de sus correspondientes estaciones de producción y las actividades relacionadas.

Geográfico: Área Shushufindi, Región Amazónica Ecuatoriana, Provincia de Sucumbíos, Cantón Shushufindi, comprende parte de las subcuencas hidrográficas de los ríos Eno, Shushufindi; al sur, los ríos Itaya, Chorrera, Blanco y Jivino pertenecientes a las cuencas de los ríos Aguarico y Napo.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS:

VARIABLES PARA EL ANÁLISIS DE LA VULNERABILIDAD

De conformidad con los Estudios de Impacto Ambiental, los elementos que componen el sistema de Protección contra incendios para todas las Estaciones de Producción, que determinan el grado de vulnerabilidad del mismo son:

- Las instrucciones al grupo de operadores
- La realización de simulacros y puesta en funcionamiento de los equipos de manera periódica.
- La existencia de un sistema de alerta temprana que consta y forma parte del Plan de emergencia para el Área de Producción Shushufindi.
- La existencia de equipos y materiales necesarios para combatir con rapidez y eficacia un flagelo.

Equipos:

Fijos:	Sistema centralizado de almacenamiento de agua Sistema de mezcla de espuma Bombas eléctricas y de diesel Monitores direccionales de agua y mezcla de espuma – agua, Líneas de tuberías que se conducen a los puntos de interés
Móviles:	Extintores portátiles de polvo químico, gas halón, gas carbónico, de 15, 20 y 150 lbs. de capacidad, implementados en carretes. Carro bomba equipado con escaleras, torreras y plataformas.

Clasificación de incendios:

TIPO A:	Para materiales como sólidos, papel, madera, basura, textiles
TIPO B:	Para combustibles, líquidos, gases, gasolina, alcohol, pinturas
TIPO C:	Para transformadores, motores, máquinas, paneles, estufas, cables,

En lo referente a la instrucción al grupo de operadores, hay que indicar que todos los operadores deben conocer los siguientes aspectos para cualquier contingencia:

- Cadena de alarma temprana, en caso de producirse un incendio
- Accionamiento de los grupos eléctricos y de emergencia de las bombas de agua para apagar un flagelo
- Accionamiento de los extintores portátiles ubicados en los varios puntos de las estaciones
- Conocimiento de las labores que deben desarrollar en caso de un incendio, dependiendo de la brigada a la cual pertenecen (combate, alarma, evacuación, primeros auxilios, comunicaciones, mantenimiento, abastecimientos)

Durante el trabajo de campo realizado por el equipo de Contraloría en el Área Shushufindi, se constató que el personal de PETROPRODUCCIÓN es mínimo en todas las estaciones, delegándose a compañías contratistas la provisión de mano de obra, para cubrir estas eventualidades, personal que no tiene una formación continua y permanente en los aspectos más relevantes de prevención, debido al grado de rotación de personal existente en sus compañías, las cuales mantienen contrato de servicios con la empresa estatal. Se determinó la ausencia de un cabal cumplimiento de lo establecido en los estudios de impacto ambiental, con el consiguiente riesgo de encontrarse imposibilitados para atender las contingencias en las estaciones.

COMPROBACION DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS

Durante el trabajo de campo en las estaciones del área Shushufindi, el Equipo de Contraloría procedió a realizar una inspección técnica a cada una de las estaciones, con el objeto de verificar el grado de cumplimiento de lo establecido en los informes de Evaluación Ambiental, cuyos resultados constan en el ANEXO N° 1.

ELEMENTOS DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

En el estudio constan todos los elementos de protección contra incendios en el Área Shushufindi, cuyo análisis se observa en el Anexo N° 1. El resumen de los equipos se describe a continuación:

	ESTACION CENTRAL	ESTACION AGUARICO	ESTACION NORTE	ESTACION SUR	ESTACION SUROESTE	ESTACION Limoncocha
Sistema mezcla espuma agua	1	1	1	1	1	1
Sistema bombeo	1	1	1	1	1	1
Reserva agua	1	1	1	1	1	1
Carro auto bomba	1	0	0	0	0	0
Brigadas combate	1	1	1	1	1	1
Brigadas apoyo	1	1	1	1	1	1
TOTAL	6	5	5	5	5	5

En el cuadro anterior se puede apreciar que la única estación que cuenta con carro auto bomba es la Estación Central, desde la cual se tiene que atender cualquier contingencia que ocurra en las otras estaciones. Se tiene previstas las brigadas de combate y de apoyo, pero como se anotó anteriormente, el personal pertenece a empresas privadas, contratistas de la empresa estatal.

FACTORES QUE DETERMINAN LA VULNERABILIDAD DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS

A) MATERIALES E INSUMOS

La ausencia de materiales e insumos, así como la falta de mantenimiento de los equipos existentes: bombas, mezcladoras y dosificadores del sistema espuma agua, el mal funcionamiento de los monitores dirigibles, el mal estado de las mangueras portátiles, la ausencia de insumos como la espuma proteica, y la falta de agua en los tanques de reserva, implica un aumento en la amenaza de las instalaciones petroleras dirigida a los componentes ambientales, aspectos ya analizados en los estudios de impacto ambiental, cuyo cumplimiento ha sido parcial, como se demostró con la lista de verificación anteriormente indicada.

B) BOMBAS Y LINEAS DE TUBERÍAS

A excepción de la Estación Sur, las demás estaciones mantienen el mismo patrón de empleo de medios disponibles.

No se comprueba periódicamente el estado de corrosión de las tuberías que conducen el agua hacia los diferentes extintores, así como el estado y situación de los materiales que conforman las mangueras portátiles.

C) LIMITACIONES ECONÓMICAS PARA EFECTUAR SIMULACROS

Dificultades económicas impiden utilizar la flúor proteínica en los simulacros, con la consecuente carencia de información del grado de eficiencia del sistema; aspecto que incrementa el riesgo y la amenaza ante un incendio.

Como parte del simulacro, no se opera ni se usa los extintores portátiles de 150 lb. con carretes móviles, a fin de determinar el grado de eficiencia de su manejo.

Se evidencia la falta de un oportuno abastecimiento de insumos de los varios componentes de los sistemas contra incendios, la ausencia de equipos y elementos de protección personal, aspectos que incrementan la amenaza y el riesgo del entorno petrolero.

PONDERACIÓN DE LAS VARIABLES DE VULNERABILIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Los resultados del informe de impacto ambiental, consideran los siguientes porcentajes en las distintas variables:

	Equipos y materiales	Entrenamiento y simulacros	Estado de vías	Personal disponible	Distancia a recorrerse	Total cuantificación sobre 3
ESTACION	50%	10%	10%	15%	15%	
Aguarico	3 – 1.5	3 – 0.30	2 – 0.10	3 – 0.45	3 – 0.45	2.80
Norte	3 – 1.50	3 – 0.30	2 – 0.10	1 – 0.15	1 – 0.15	2.20
Central	1 – 0.50	3 – 0.30	0 – 0.00	0 – 0.00	0 – 0.00	0.80
Sur	3 – 1.50	3 – 0.30	2 – 0.20	1 – 0.15	1 – 0.15	2.30
Suroeste	3 – 1.50	3 – 0.30	2 – 0.20	2 – 0.30	2 – 0.30	2.60
Limoncocha	2 – 1.00	3 – 0.30	2 – 0.20	3 - 0.45	3 – 0.45	2.40

El equipamiento del sistema de protección contra incendios es adecuado en su concepto espuma- agua, para los tanques de almacenamiento de crudo, complementados por un sistema de enfriamiento de agua mediante monitores extintores estratégicamente ubicados en diferentes puntos de las estaciones, monitores portátiles en carretes móviles y de pared, con el propósito de combatir incendios pequeños y puntuales en cualquiera de las zonas.

La verificación del estado de conservación de los extintores portátiles se realiza una vez al mes, observándose en algunos casos que dicha verificación no se ha efectuado en el período establecido, situación que aumenta el riesgo en el caso de un incendio. Es necesario señalar que el servicio de verificación del estado de conservación de los equipos extintores se ha contratado con una compañía particular, la cual tiene a su cargo varios campos.

Las estaciones más alejadas de la Estación Central, como Aguarico y Limoncocha son las más vulnerables ante un incendio.

De acuerdo con el estudio de impacto ambiental, el área de influencia es considerada como el 50% del área total de cada estación, estableciéndose círculos concéntricos con punto inicial en el centro de gravedad de la estación central.

Se desconoce la existencia de cooperación entre PETROINDUSTRIAL, PETROPRODUCCION y los organismos civiles y militares existentes en la región del Campo Shushufindi, ante una posible contingencia, así como con las autoridades seccionales, como lo recomienda el estudio de impacto ambiental, cuyo fin es crear ordenanzas específicas que no permitan asentamientos de la población civil en el área de influencia de un posible flagelo.

El equipo de control evidenció la falta de un continuo mantenimiento y mejoramiento de los caminos y vías de comunicación terrestres, como lo recomienda el estudio de impacto ambiental, con el fin de disminuir la vulnerabilidad de las estaciones alejadas.

DETERMINACIÓN DEL AREA DE INFLUENCIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE CONTINGENCIAS

Las cuencas hidrográficas al contener los drenajes superficiales que constituirán los cuerpos receptores de los eventuales derrames fueron considerados en la evaluación de impacto ambiental, como el área de influencia de las contingencias en caso de derrame, por tal situación se considera dentro del análisis las cuencas, subcuencas y micro cuencas cerradas en el sitio en el cual se produciría el derrame como el área de influencia indirecta de las contingencias; siendo el área de influencia indirecta la cuenca en un sitio hacia aguas abajo hasta donde la mancha del derrame pueda ser controlada. Se recomendó en el estudio de impacto ambiental, la necesidad de dotar de equipos adecuados con el fin de cubrir cualquier contingencia, hecho que no ha sido cumplido por la entidad como se demostró en el literal 2.1.3 del presente informe.

NIVEL DE AMENAZAS POR CAUDALES DE CRECIDA

De manera general, se puede decir que la amenaza por los caudales de crecida hacia las instalaciones petroleras, se manifiestan por los efectos de socavación del lecho del cauce que se producirían, que podrían desestabilizar las cimentaciones con influencia en los cauces, como se indica en el estudio de impacto ambiental. Se señala además, que otro efecto a ser controlado, son las posibles inundaciones que lleguen a anegar las instalaciones.

Durante el trabajo de campo, el Equipo de Control no evidenció problemas de esta índole en las estaciones cercanas a lechos de los ríos. Sin embargo, como medida precauteladora descrita en el E.I.A., se establece la construcción de diques en el perímetro de cada estación que lo requiera o que esté cerca de un río, con el objeto de protegerla de posibles inundaciones y para resguardar el medio circundante, en el caso de un accidente ocasionado al interior de la estación, medida que no ha sido implementada por la entidad.

ORGANIZACIONES DE APOYO A DESASTRES

De acuerdo con el estudio de impacto ambiental, la Junta de Defensa Civil está conformada con las siguientes instituciones: Alcaldía, Cuerpo de Bomberos, Destacamento de la Policía, Jefatura Política, Sub-centro de Salud, Supervisión Cantonal de Educación y los medios de comunicación, con el propósito de atender cualquier emergencia por efecto del fenómeno de El Niño, la cual se puede mantener en vigencia para emergencias relacionadas con la actividad petrolera.

El cuerpo de bomberos de la ciudad de Shushufindi, no cuenta con motobombas, ni hidrantes, existen 15 bomberos voluntarios de los cuales, 2 son de guardia y 3 administrativos. La estación central de Shushufindi de PETROPRODUCCIÓN es la única que cuenta con una motobomba, personal permanente y equipos contra incendios para contrarrestar cualquier eventualidad. Para el caso de las otras estaciones, éstas dependen del tiempo de llegada de la brigada contra incendios desde la estación central, dependiendo del estado de conservación de las vías.

Es necesario mencionar que la motobomba de PETROPRODUCCIÓN se encarga de mantener el nivel del agua de los tanques contra incendios de otras estaciones que no cuentan con abastecimiento del líquido necesario, aspecto que aumenta el nivel de riesgo en caso de producirse un flagelo, pues, la motobomba está realizando otras labores.

PUNTOS DE CONTROL PARA POTENCIALES DERRAMES

La identificación de los puntos de control ayudan y facilitan la información sobre el sitio pre-establecido, para agilizar las operaciones de contención y limpieza. Son determinados en función del análisis de riesgo de las zonas ambientalmente más sensibles o más probables a un derrame de petróleo. En el área de Shushufindi se tienen establecidos varios puntos de control ubicados por su facilidad de acceso e identificación, a los cuales no se los ha dado el mantenimiento adecuado, como por ejemplo, mantenimiento de los accesos, ubicación de distintivos para fácil identificación, entre otros.

DISPOSICIÓN FINAL DE DESECHOS SÓLIDOS

Durante el trabajo de campo, en la inspección técnica realizada por el equipo de Contraloría al "relleno sanitario" de la Estación Shushufindi Central, se observó que la piscina de depósito de material a ser encapsulado se encontraba a cielo abierto, su base y sus paredes son de hormigón armado y contiene canales recolectores en la solera que llevan el agua lluvia y desechos líquidos hacia una piscina de oxidación, la cual está conectada a través de un cuello de ganso hacia otra piscina y ésta a su vez al estero aledaño.

Una vez analizado el tipo de material dispuesto en la piscina, se observaron 15 baterías de níquel y cadmio usadas, de considerable tamaño, pertenecientes a las centrales telefónicas, las cuales están rotas, cuyo contenido está siendo vertido a la base de la piscina, el mismo que por efectos de la lluvia es llevado hacia la piscina de oxidación, la cual tiene comunicación con otra piscina y desde ésta hacia el ambiente.

De acuerdo con la Oficina de Agua de la Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency) EPA de los Estados Unidos, por ingestión de agua ligado a este tipo de contaminante en una proporción de 0.005 MCL (Nivel Máximo de Contaminante), puede dar lugar a lesiones renales con efecto potencial para la salud.

Por información proporcionada en la Unidad Ambiental de PETROPRODUCCIÓN en Lago Agrío, éstas baterías fueron encapsuladas en celdas de hormigón armado dentro de la misma piscina, no obstante, no se tiene información acerca del tratamiento de lixiviados que se realizan en ese punto previo a la descarga, así como del plan de monitoreo de estos tanques o recipientes. Hay que señalar que el valor permisible de acuerdo con la Tabla 10 referente a los parámetros y límites permisibles para aguas y descargas líquidas en la exploración, producción,

industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, en lo relativo a contenido de cadmio es de máximo 0.1 mg/l, y, para níquel de máximo 2.0 mg/l.

Al encontrarse este tipo de contaminantes dentro de las piscinas, las cuales se encuentran a cielo abierto, recibiendo en su interior el agua lluvia, cuyo empuje permite drenar al ambiente, se establece el peligro potencial a que se enfrenta la población que consume este líquido, para satisfacer sus necesidades básicas.

2.2 EVALUACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIAS DEL AREA DE LIBERTADOR

Los estudios de impacto ambiental fueron realizados por la compañía PLANISOC Cía. Ltda., en los cuales se indican que las actividades petroleras en el Área de Libertador se iniciaron hace más de 15 años, es una de las áreas petroleras más extensas, incluye 13 campos y la mayoría de los cuales se encuentran en operación.

De acuerdo con el Plan de Contingencias, la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral, como Autoridad Marítima Nacional, es responsable de la prevención y control de la contaminación de las costas y aguas nacionales producidas por hidrocarburos. En este Plan se pone bajo la responsabilidad de la Unidad de Protección Ambiental de PETROECUADOR la zona "E" que corresponde a la Región Amazónica y como Coordinador del lugar del derrame, se designa al Jefe de la Unidad de Protección Ambiental de PETROECUADOR. En el mencionado manual preparado por la empresa consultora, propone que el Coordinador sea el Jefe del Área de Libertador.

ZONAS OPERATIVAS, CAMPOS Y POZOS DEL AREA DE LIBERTADOR

El área de Libertador está dividida en varias zonas operativas que son:

- La zona Operativa Guarumo es la base central donde rige el Plan de Contingencia para las sub-bases demarcadas.
- La zona Operativa Shushuqui comprende las áreas de influencia de los campos Shushuqui, Secoya, Shuara y Pacayacu.
- La zona operativa Tapi comprende los campos Frontera, Tetete, Peña Blanca, Tapi y Ocano.
- La zona operativa Parahuacu comprende las áreas de influencia de los campos de Atacapi y Parahuacu.

Los pozos están distribuidos de acuerdo al siguiente cuadro resumen:

N°	Zona Operativa	Campos Comprendidos	Pozos en servicio	Pozos esperando ser reacondicionados	Pozos cerrados	Total
1	Guarumo (Campamento principal)	Pichincha Carabobo	5 1	5 -	1 5	11 6
2	Shushuqui	Secoya Shushuqui Shuara Pacayacu	21 9 13 3	6 7 13 -	1 3 1 2	28 19 27 5
3	Tapi	Frontera Tetete Peña Blanca Tapi Ocano ₁	4 5 - 3 -	1 5 1 3 -	- 1 - 1 1	5 11 1 7 1
4	Parahuacu	Atacapi Parahuacu	4 5	2 1	2 -	8 4
	TOTAL		71	44	18	133

En la zona 1 o Base Central (Campamento Guarumo) está considerado almacenar los principales equipos y materiales para contrarrestar las contingencias mayores que puedan ocurrir.

2.2.1 CONTROL DE DERRAMES

La compañía PLANISOC Cía. Ltda. preparó unas cartillas que contienen Técnicas de Control de Derrames cuyos procedimientos se resumen en lo siguiente:

A) GUIA DE ACCIONES

La guía de acciones debe contener los siguientes procedimientos:

N°	Guía de Acciones
1	Notificación del derrame
2	Determinación del derrame
3	Evaluación del área afectada
4	Proceso de control
5	Equipo y materiales a utilizarse
6	Personal mínimo indispensable
7	Organización de los trabajos
8	Requerimientos de maquinaria pesada camiones, tanqueros, vacuum
9	Técnicas de biodegradación de los residuos
10	Cambio de tierra si fuere necesario
11	Reporte de la contingencia
12	Reforestación del área afectada

Durante el trabajo de campo, el equipo de Contraloría constató el grado de cumplimiento de la guía de acciones, observándose que no se cuenta con equipo y material suficiente como squimmers, absorbentes, etc., para solventar cualquier eventualidad. Tampoco se cuenta con personal mínimo de PETROPRODUCCIÓN, habiéndose contratado los servicios a empresas particulares para la dotación de mano de obra, maquinaria pesada, la cual es utilizada en casos de emergencia.

La Unidad Ambiental evalúa el área afectada, pero en muchos casos, por falta de materiales e insumos, así como de la mano de obra requerida, no se procede a remediar con la urgencia del caso, observándose que por varias ocasiones la remediación de un derrame ha llevado varios meses, con los consiguientes problemas por acción de las lluvias frecuentes, afectando a las propiedades circundantes.

En la mayoría de los casos se utiliza el aserrín como absorbente por su bajo costo. Equipos como los camiones "Vacuum" son rentados a empresas particulares que prestan servicio a PETROPRODUCCIÓN.

B) Derrames en suelos impermeables

Acciones del Plan de Contingencia
Bloquear la ruta del derrame con barreras absorbentes
Concentrar el crudo en la cuneta perimetral. La fosa debe estar protegida con geomembrana o plástico
Para prevenir incendios, se deberá cercar el área cerrando los pasos peatonales y prohibiendo terminantemente fumar.
Tener a la mano extintores

C) Derrames en Suelos Permeables

Acciones
Bombear agua para formar un colchón por debajo del crudo para evitar la penetración en el suelo
Colocar barreras flotantes antes del drenaje de salida

D) Derrames en suelos en general

Acciones	Observaciones
Bloquear todos los drenajes cercanos con barreras	Normalmente se procede a realizar estas barreras con materiales disponibles en la zona, ramas, tierra.
Retirar el crudo de los pozos tan rápido como sea posible Skimmers y fast tanks	En las estaciones que poseen estos equipos y que se encuentran en buen estado.
Aumentar la capacidad de absorción de las capas superficiales con absorbentes (paja y aserrín)	Esto es lo más usado debido al presupuesto bajo que tiene para remediar los derrames en el suelo, existen casos que por falta de recursos, personal y materiales se ha demorado más de 2 años en la remediación de un área de suelo.

Se establecen varios tipos para la remediación, entre ellos se considera la Bio-Remediación como alternativa, cuyo rendimiento se describe a continuación:

Cantidad	Tipo	Cantidad de crudo que absorbe
25 lbs	KENAF 2.000	42 gl de crudo
25 lbs	KENAF 2.000	300 libras de crudo
25 lbs	KENAF 2.000	1 barril de crudo
25 lbs	EXPAG SORB	1 barril de crudo

Durante el trabajo de campo se observó que en los derrames ocurridos en la zona de Libertador, al igual que en el área de Shushufindi, se procedió a la remediación de suelos utilizando el aserrín como absorbente del crudo derramado. En contadas ocasiones se ha usado los productos indicados, en razón de no disponer en stock por el costo significativo, elemento importante para la remediación de los suelos.

2.2.2 Educación ambiental

En el informe de Estudio de Impacto Ambiental, constan varios procedimientos a ser cumplidos por parte de PETROPRODUCCIÓN, con el propósito de difundir e implantar la educación ambiental a los funcionarios y empleados de la empresa, de los subcontratistas y de la población.

Durante el trabajo de campo se evidenció el grado de cumplimiento de lo establecido en el informe de evaluación, cuyas observaciones se describen a continuación:

Nivel	Personal	Observaciones
1	PETROPRODUCCION	En la Dirección de Recursos Humanos de PETROPRODUCCION se evidenció un programa de cursos a ser dictados para los funcionarios y trabajadores de PETROPRODUCCION dentro del cual no se encontró un curso que sirva de instrucción en aspectos ambientales. No existe como norma general la obligatoriedad de la empresa hacia los visitantes, empleados, obreros que entran en los campos a recibir videos de inducción en aspectos ambientales, como medida de prevención de los recursos naturales.
2	Subcontratistas	No existe evidencia de que los contratistas o subcontratistas tengan programas de educación en aspectos ambientales.
3	Población	No existe evidencia de que existan programas de educación en aspectos ambientales hacia la población.

Mensajes radiales	No existe evidencia de que PETROPRODUCCION realice programas radiales de educación ambiental.
Folletos ilustrados	PETROPRODUCCION ha realizado varios folletos ilustrados referentes al cuidado de la naturaleza, los cuales se pueden observar en las oficinas en Quito y del Distrito Amazónico, sin tener evidencia de que éstos se hayan distribuido a la población en defensa de los recursos naturales.

2.2.3 VERIFICACIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA ENFRENTAR CONTINGENCIAS EN EL AREA DE LIBERTADOR

Durante el trabajo de campo se constató el grado de cumplimiento por parte de PETROPRODUCCIÓN, de las recomendaciones constantes en el Plan de Contingencias en el área Libertador, cuyas observaciones se describen en el ANEXO N° 2.

2.2.4 PROCEDIMIENTOS PARA CONTINGENCIAS EN ZONA 1

De acuerdo con el estudio de impacto ambiental, se establecen los procedimientos para enfrentar las contingencias que se presenten en las zonas, el mismo que contiene una serie de recomendaciones cuyo grado de cumplimiento por parte de PETROPRODUCCIÓN fue evaluado por el equipo de Contraloría, evidenciándose la inobservancia de todos los procedimientos.

2.2.5 EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LAS VÍAS

Tanto la tubería principal como las tuberías secundarias se desarrollan paralelas a las vías principales y secundarias. Generalmente están cercanas al espaldón. La topografía del terreno permite un trazado con valores geométricos amplios, por tal razón no se ha reportado una frecuencia de accidentes de vehículos que al salirse de la vía colapsen la tubería. El estado de las vías es regular y no tienen un mantenimiento adecuado y permanente.

2.2.6 PREVENCIÓN Y REDUCCIÓN DE RIESGOS

De acuerdo con el informe de PLANISOC Cía. Ltda. la mejor manera de evitar y reducir los riesgos por derrames, incendios y otras causas es mediante la implementación de programas de entrenamiento y capacitación al personal encargado del control de todas las instalaciones petroleras del Área Libertador, en forma periódica; así como, la implementación de medidas coercitivas y punitivas duras para los contraventores.

No se tiene conocimiento de la implementación de medidas coercitivas y punitivas duras, se desconoce sobre el registro de los programas de entrenamiento y capacitación en que cada empleado o funcionario haya intervenido, ni un registro de los simulacros realizados.

Prevención de derrames en pozos y tuberías

En el mismo informe de impacto ambiental, se establece como obligación, el establecimiento de varios procedimientos para la prevención de derrames cuyo resumen es el siguiente:

Obligatoriedad	Observaciones
Contra pozos, con canal de dren hacia una trampa o fosa	Existen pozos que no son productivos y que no tienen drenes hacia trampas o fosas.
Sistemas de protección contra corrosión	Se desconoce de la utilización de sistemas de protección contra la corrosión.
Revisión de los cabezales y demás equipos de superficie.	No existe un calendario previamente establecido para proceder a revisar los cabezales y equipos de superficie, únicamente se conoce de este procedimiento en los pozos productivos.
Los equipos de servicios petroleros deben contar con tanques de almacenamiento temporal de efluentes	No existen los tanques de almacenamiento temporal de efluentes.
Revisar las válvulas cheek que deben estar en buen estado	Se desconoce el calendario para la revisión de las válvulas cheek

El desvío de efluentes debe hacerse hacia un tanque de almacenamiento temporal	Se desconoce la existencia de tanques de almacenamiento temporal.
Al tomar muestras de crudo en el cabezal se deben utilizar equipos apropiados y luego cerrar correctamente la válvula	Existen manchas de crudo por derrame en el cabezal, por mala práctica en la toma de muestras, o en su defecto, por la manipulación por parte de personas ajenas a la empresa.

Manuales de operación y mantenimiento de equipos existentes

El área Libertador cuenta con:

- Manual de operación y mantenimiento de la planta anaeróbica múltiple mixta
- Elastec-Smart Ash Mod. 100
- In line balanced pressure proporehoming system
- Snifer 302
- Edwards model 20-80-TDS 25
- Pressure regulator test manual
- Compendio de normas de seguridad e higiene industrial (27 disposiciones, planes, permisos y procedimientos) el cual debe ser ampliamente difundido

Durante el trabajo de campo, el equipo de control pudo observar la falta de conocimiento de los manuales por parte de los trabajadores en cada estación.

Programa de mantenimiento

Una vez analizada la documentación pertinente, se verificó el grado de cumplimiento por parte de PETROPRODUCCIÓN del programa de mantenimiento, estableciéndose las siguientes observaciones:

Unidad o sistema	Periodicidad de mantenimiento	Observaciones
Tanques de almacenamiento	Bimensual	No existe un programa en el que conste el calendario y un registro de los mantenimientos.
Drenajes	Bimensual	Se observa falta de mantenimiento de los drenajes
Conducción	Bimensual	A pesar de establecerse un mantenimiento bimensual, no se tienen registros de los mismos.
Control de incendios	Diario	Verbalmente se nos informó que es en forma semanal.
Señalización	Bimensual	Falta completar el sistema de señalización y su respectivo mantenimiento.
Iluminación	Trimestral	Se desconoce la periodicidad del mantenimiento.
Vial	Semestral	Se desconoce la periodicidad del mantenimiento.
Control de derrames	Bimensual	Se desconoce la periodicidad del sistema de control de derrames.
Tuberías (corrosión)	A determinarse. Mantener un sistema de control de corrosión, realizar el cambio, rotación de las mismas o inyectar químicos anticorrosivos. Realizar a través del chancho inteligente un análisis del estado actual de las tuberías.	No se ha realizado ningún tipo de tratamiento interior de las tuberías, así como no se ha realizado ninguna prueba a través de equipo sofisticado como es el chancho inteligente

2.2.7 Reducción de amenazas

Acciones	Observaciones
Protección de puentes y refuerzo de los cimientos de los marcos H	No se ha realizado ninguna actividad para reforzar los cimientos
En las instalaciones: incrementar las visitas y limpiezas a los sistemas de drenaje de los cubetos y alcantarillado y drenaje de las mismas estaciones	No existe un mantenimiento constante y permanente de los cubetos y alcantarillas
En las vías de comunicación: incrementar las limpiezas de las cunetas y desbroce de matorrales junto a ductos y tuberías	No existe un programa de limpieza permanente de las cunetas, ductos y tuberías en las vías.
Para evitar la amenaza por descargas eléctricas, se debe estudiar la posibilidad de dotar a todas las estaciones de sitios con pararrayos	No todas las estaciones de producción cuentan con el sistema con pararrayos.
En los puentes se debería colocar protecciones de llantas y protectores de caucho para amortiguar los impactos vehiculares	No se ha instalado las protecciones.
La tubería debería tener protección de llantas o protectores de caucho para evitar amenazas de la población en cuanto a accidentes vehiculares	Ninguna tubería cuenta con estas protecciones.
Las amenazas sociales se deben reducir mediante programas de educación en todos los niveles y en todos los aspectos de la industria petrolera. El poder económico de PETROECUADOR debe volcarse hacia programas comunitarios de concientización tanto a trabajadores, empleados y habitantes del sector	Se desconoce el cumplimiento de estos requerimientos. No existen programas comunitarios hacia los habitantes del sector.

2.3 EVALUACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA DEL AREA YUCA EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

En Septiembre de 1998, PETROPRODUCCIÓN contrató con la compañía INGAMBIENTE Cía. Ltda. para realizar los estudios de impacto ambiental en el área Yuca.

El área YUCA cuenta con dos estaciones principales que son: Culebra y Yuca Central

Yuca Central opera desde 1980, cuenta con piscina para tratamiento del agua de formación, la cual es posteriormente inyectada a la formación Tiyuyacu. Tiene un "Manifold" al que concurren las líneas de flujo de los siguientes pozos:

- Yuca 1, Yuca 2, Yuca 7, Yuca 8, Yuca 9, Yuca 12, Yuca 13, Yuca 14, Yuca 15, Estación Palanda 1.

Dispone de un separador bifásico de 10.000 barriles por día, para los pozos que entran a prueba y un separador bifásico de 20.000 barriles por día para procesar el resto de pozos de producción.

El Equipo de Contraloría realizó una verificación del grado de cumplimiento de lo establecido en las recomendaciones de los informes de evaluación y medidas de contingencia del área YUCA, cuyas observaciones se encuentran puntualizadas en el ANEXO N° 3.

2.3.1 Líneas de flujo y transferencia

Las partes más afectadas son determinadas a partir de la inspección ultrasónica de espesores.

Líneas de flujo más afectadas por corrosión:

Pozo	Línea de flujo	Espesores medidos	Intervalo afectado	Inspección	Observaciones
Yuca 1	6-5/8" – 18.79 #/pie	0.17 – 0,3"	60% de tramos inspeccionados	06/97	No se tiene registro sobre

	Esp.Nom.0.28" 4-1/2" 6-5/8" 4-1/2"	0.17 – 0.2" 0.18 – 0.3" 0.17 – 0.2"	tienen corrosión externa Locación del pozo a 690 m. C.e. Manifold Estación Yuca		otras inspecciones realizadas.
Yuca 2	4-1/2" – 10.79#/pie Esp. Nom. 6-5/8" – 18,97#/pie Esp.Nom. 0,28"	0,19 – 0,24" 0,19 – 0,24" 0,18 – 0,24" 0,18 – 0,29" 0,18 – 0,28" 0,18 – 0,28"	A 1110 m A 1875 m A 2365 m A 3200 m, 5m c.i y e. A 3320 m, 5 m c.i. A 4020 m, 2 m c.i.	05/96	No se tiene registro sobre otras inspecciones realizadas.
Yuca 9	6-5/8" – 12,92#/pie Esp.Nom. 0,188"	0,07 – 0,19" 0,10 – 0,18"	A 45 m, 12 m c.e. A 885 m, 2m c.e.	01/97	No se tiene registro sobre otras inspecciones realizadas.
Anaconda 3	4-1/2" – 10,79#/pie Esp.Nom. 0,237	0,17 – 0,19" 0,12 – 0,24	Locación del pozo a 180 m, 20 c.i.	05/96	No se tiene registro sobre otras inspecciones realizadas.

Del cuadro precedente se deduce que en los 4 pozos citados, no se han realizado inspecciones desde los años 96 y 97.

De acuerdo con el estudio citado, se establece que a la salida del pozo Yuca Sur 2, la línea de transferencia de Palanda 1, atraviesa la carretera de una manera brusca, lo que constituye una amenaza para la operación normal, puesto que no tiene protección contra el tránsito motorizado. Durante el trabajo de campo se verificó la ausencia de seguridades en las líneas de flujo.

2.3.2 Sistemas contra incendio

Los equipos móviles (extintores de 30 lb. y satélites de 150 lb) son operativos en su totalidad, su verificación es mensual, a través de la tercerización de personal con compañías particulares. El número de extintores presentes en las instalaciones, difiere mucho de un caso a otro, siendo el más crítico el de Yuca Sur 2, que tan solo cuenta con un extintor de 30 lb. para toda la estación. Se determinó que la falta de un oportuno reemplazo de equipos por obsolescencia o por robo, se produce en un plazo extremadamente grande, incrementado el riesgo de ocurrencia de un flagelo. La estación Yulebra 1 es la mejor dotada en equipos contra incendios.

Se constató que el grupo de personal encargado de las contingencias, recibe periódicamente instrucción, sobre procedimientos de cómo se debe combatir los posibles incendios. Sin embargo, se constató que empresas privadas dotan del personal necesario según el caso, teniendo la posibilidad de rotación para realizar otras actividades de la empresa.

Por información verbal de los funcionarios de la Unidad Ambiental, se tiene conocimiento que para el caso de Yuca Central, se realiza un simulacro cada mes, sin usar dosificador de espuma, debido a su alto costo. No fue posible evidenciar ningún simulacro por parte del equipo de control.

Se debe precisar que las instalaciones, que corresponden a las Estaciones Culebra 1, Anaconda 1, Yuca Sur y Palanda 1, no cuentan con un sistema móvil de doble agente (100 gls de agente AFFF + 100 gls PQS ABC), similar al existente en Yulebra 1, equipos de mucha importancia para sofocar los incendios.

La Estación Yuca Sur 2 no cuenta con un satélite de 150 lb.

Durante el trabajo de campo, el equipo de Contraloría constató varias inobservancias de las estaciones Pucuna, Paraíso y Pindo, constantes en el ANEXO N° 4:

2.4 OBSERVACIONES EN EL AREA SACHA

En el trabajo de campo el equipo de Contraloría evidenció varias inobservancias en el área Sacha, que se precisan en el ANEXO N° 5.

2.4.1 Accesos

Es evidente la falta de señalización en la totalidad de la vía, así como de un continuo mantenimiento, aspecto que en caso de producirse un flagelo, imposibilita la rápida accesibilidad de los equipos. El sistema vial general es funcional desde el punto de vista de la accesibilidad.

2.5 CONTRATOS SUSCRITOS ENTRE PETROPRODUCCIÓN Y LA COMPAÑÍA PECS IECONTSA S.A. PARA LA REMEDIACIÓN DE LAS PISCINAS

El 23 de octubre del 2001, PETROPRODUCCIÓN contrató con la compañía PECS IECONTSA S.A., la Remediación Ambiental de Piscinas en el Área Sacha, con sus respectivos campos, por un valor de US\$ 2'406.822,00 y un plazo de ocho meses. Los trabajos se iniciaron el primero de noviembre del 2001.

Con la misma compañía se contrató la Remediación Ambiental de las Piscinas para el Área Lago Agrio, el 24 de octubre del 2001 por un valor de US\$ 853.646,34 y un plazo de 6 meses, contados a partir de la suscripción del contrato y entrega del anticipo. Los trabajos se iniciaron el primero de noviembre del 2001.

PETROPRODUCCIÓN contrató con la misma compañía la Remediación Ambiental de Piscinas en el Área Libertador con sus respectivos campos, por un valor de US\$ 2'090.647,76 y un período de 8 meses. Los trabajos se iniciaron en noviembre 1 del 2001.

A continuación se describe el proceso de adjudicación de los contratos:

2.5.1 PROCESO DE ADJUDICACIÓN DE LOS CONTRATOS DE REMEDIACIÓN AMBIENTAL DE LAS PISCINAS PARA EL ÁREA DE SACHA (Contrato N° 2001157)

- a) En el proceso de Invitación a Ofertar No. PPR-CCQ-2001-013, se invitó a 13 empresas, de las cuales 8 compraron las bases y 4 presentaron las ofertas.
- b) La Comisión de Contrataciones mediante memorando No. 104-CCQ-2001 de 25 de junio del 2001, luego de analizar las ofertas presentadas, recomienda la declaratoria de desierto al proceso citado y solicita al Vicepresidente de PETROPRODUCCION, haga conocer de este tema al Consejo de Administración.
- c) El Consejo de Administración mediante resolución No. 415-CAD-2001-08-01 de agosto 1 del 2001 resuelve declarar desierta la invitación y recomienda al Vicepresidente de PETROPRODUCCION solicite al Presidente Ejecutivo la declaratoria de emergencia, mediante la cual se le permita realizar una negociación directa, hasta el 30 de agosto del 2001, con todas las compañías participantes en el concurso.
- d) Mediante oficio No. 2083-PPR-OPE-CCT-2001 de agosto 13 del 2001, el Vicepresidente de PETROPRODUCCION solicita al Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR calificar de emergente la Remediación Ambiental de las Piscinas para el Área de Sacha, a efecto de negociar con todas las compañías que presentaron ofertas en el proceso que se analiza y contratar directamente los servicios con la *"compañía que mejores ventajas técnicas y económicas ofrezca para PETROPRODUCCION"*.
- e) Por medio de la Resolución No. 2001099 de agosto 24 del 2001, el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR, resolvió calificar como situación de emergencia la Remediación Ambiental de Piscinas para el Área de Sacha, a efecto de negociar con todas las compañías que presentaron ofertas, a fin de contratar directamente los servicios con la mejor.
- f) Con memorando No. 2240-OPE-CCT-2001 de agosto 28 del 2001, el Vicepresidente de PETROPRODUCCION presenta el Informe de Negociación y recomienda al Consejo de Administración autorizar la contratación directa para la Remediación Ambiental de piscinas en el Área de Sacha con la Compañía PECS IECONTSA SA, conforme la propuesta económica negociada por adjudicación global de las tres áreas: Sacha, Libertador y Lago Agrio.

- g) El Consejo de Administración, de conformidad con lo preceptuado en el literal a) del Artículo 10 del Reglamento de Contrataciones de PETROECUADOR, mediante Resolución No.485-CAD-2001-08-29 de 29 de agosto del 2001, adjudica la contratación a la firma PECS IECONTSA S.A..

NORMATIVIDAD VIGENTE

El Art. 10 de la Ley Especial de PETROECUADOR Y SUS EMPRESAS FILIALES, relativo a "Contratación", establece: *"Los sistemas de contratación de PETROECUADOR no estarán sujetos a las normas legales de la contratación pública vigentes, sino exclusivamente a la Ley de Hidrocarburos y a los Reglamentos que para el efecto expedirá el Presidente de la República..."*.

El Art. 18 del Reglamento de Contratación de PETROECUADOR expresa: *"Contratación Directa": Se adoptará esta modalidad exclusivamente en los siguientes casos: a) En situaciones de emergencia, fuerza mayor o caso fortuito, calificadas por el Presidente Ejecutivo..."*

El Art. 2 del Reglamento de Contratación de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus Empresas Filiales para Obras, Bienes y Servicios específicos, determina el "Régimen Legal". Según este sistema, la contratación de PETROECUADOR y sus empresas filiales se regirá por su Ley Especial, la Ley de Hidrocarburos, este Reglamento, el Manual de Aprobaciones, los correspondientes Instructivos y las disposiciones del derecho común.

El Instructivo de Contratación de Obras, Bienes y Servicios en el literal 7.1 del Capítulo VII relativo a Contratación Directa, manifiesta: *"La Contratación Directa se adoptará exclusivamente en los siguientes casos:*

- a) *En situaciones de emergencia, fuerza mayor o caso fortuito, calificadas por el Presidente Ejecutivo; ..."*

Al término "Emergencia" se le conceptúa como la situación de apremio generada **por peligros inminentes, daños o catástrofes** que se presenten en el lugar donde la entidad tiene su ámbito de acción, o la propia entidad, capaces de ocasionar alteraciones graves en su desenvolvimiento normal o en las actividades a ella encomendadas, para solucionar las que requieran de medidas que excedan la actuación ordinaria del organismo o de sus funcionarios.

- Emergencia: (Diccionario de la lengua española 2001). Situación de peligro o desastre que requiere la acción inmediata.

El Art. 30 del Código Civil Ecuatoriano define como caso de fuerza mayor o caso fortuito, entendidos éstos como lo entienden la Doctrina y Hermenéutica Jurídicas como aquellos acontecimientos que no pueden ser previstos o que previstos son irresistibles y que en todo caso son ajenos a la voluntad de las partes.

En el caso examinado, la contratación con modalidad directa por emergencia, se decide realizar por los siguientes motivos:

- La existencia de 100 piscinas en el área de Sacha que afectan al ambiente, pues contienen crudo interperizado, que contaminan agua y suelos.
- Las poblaciones de la zona de influencia continuamente exigen a PETROPRODUCCIÓN la remediación de estos lugares contaminados
- El Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador RO 265 de 13 de febrero del 2001, artículo 59 que obliga a PETROPRODUCCIÓN a proceder a la limpieza de piscinas, recuperación de crudo, taponamiento y/o revegetación de cada una de éstas con especies nativas de la zona.
- El Presidente Ejecutivo en Resolución No. 2001099 dice que la falta de estos servicios causaría alteraciones graves en el desenvolvimiento normal de las actividades de PETROPRODUCCIÓN.

OBSERVACIONES

Es necesario precisar que las piscinas localizadas y abandonadas en esta área existen desde que la empresa TEXACO operaba en el país desde hace aproximadamente 30 años y no son recientes, han permanecido por varios años y han continuado contaminando la zona, mientras se ventilan procesos administrativos y judiciales dentro y fuera del Ecuador, pese a que los pobladores de Sacha y de las otras zonas del Oriente en donde se localizan las piscinas, han efectuado un sinnúmero de reclamos para la remediación del área. Estas actividades, en la actualidad, están encomendadas a PETROPRODUCCIÓN, basado en el Art. 59 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas. La afectación a la salud de los pobladores y al ambiente de la zona es real, después de haber tolerado el problema durante años y esperado pacientemente el respaldo del Gobierno Nacional, a través de sus instituciones públicas.

Los ciudadanos afectados han podido esperar mucho tiempo hasta que la Empresa de Petróleos del Ecuador tome acciones radicales y definitivas para la remediación de este tipo de contaminación. No obstante, PETROPRODUCCIÓN en lugar de suscribir contratos de obras y servicios siguiendo procedimientos comunes de contratación, decidió declarar en emergencia, evento que no está plenamente justificado.

La contratación directa se lo realiza con la empresa PECS IECONTSA, la cuál, al igual que las otras participantes, no cumplen con las bases ni las especificaciones técnicas requeridas en la Invitación a Ofertar No.PPR-CCQ-2001-013, que fuera declarada desierta, como se puntualiza a continuación:

- *“En la lista de equipos y materiales no incluyó los filtros screener, tanques mezcladores y equipo para el proceso de producción de asfalto en frío y su disposición final (asfaltado en vías) y cumplir, de esta manera, con el literal a) 2 del Artículo 59 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.*
- *En la tecnología de remediación a utilizarse, no describió específicamente el tratamiento final del crudo no recuperado de acuerdo a lo que exigen las bases.*
- *No presentó y no demostró técnica y económicamente la rentabilidad adicional conforme indicaban los Oficios Circulares de 3 y 24 de abril del 2001.*
- *No presentó otras alternativas tecnológicas y planteó una sola opción.*
- *No indicó puntualmente el plazo sino únicamente de manera general, esto es, hizo referencia a concluir el trabajo en 8 meses.”*

En Memorando No. 071-CCQ-2001 de 10 de mayo del 2001 referente a los términos de referencia, en la parte pertinente expresa: “Si una oferta no cumple los requisitos estipulados en las bases, la misma no deberá ser tomada en cuenta en el análisis económico...”

El numeral 12.2 de los Términos de Referencia señala: *“Si el oferente no hubiere presentado uno o algunos de los documentos solicitados o no se ajusten a los Términos de Referencia y demás documentos de esta Invitación, no procede realizar el análisis económico de la indicada Invitación a Ofertar...”*

El numeral 5 del Análisis a las Ofertas participantes, presentado al Presidente de la Comisión de Contrataciones, por parte de la Comisión de Evaluación, mediante Memorando No. 005-AED-2001 de 4 de junio del 2001, dice: *“La oferta técnica de la compañía PECS-IECONTSA no satisface los términos de esta Invitación, según se indica en el numeral III “ANÁLISIS TÉCNICO” de este documento”.*

En el citado concurso debió escogerse las propuestas consideradas como más convenientes para los intereses institucionales, pero en este caso, todas las empresas calificadas incumplieron con los términos precontractuales, por lo que lo más acertado era iniciar un nuevo proceso de contratación y no contratar directamente la ejecución de trabajos de remediación ambiental, a una empresa participante que no fue calificada, por no cumplir los requisitos que PETROPRODUCCION exigió en el proceso que no culminó.

En la decisión de contratación directa han intervenido los siguientes funcionarios:

- Los miembros participantes del Consejo de Administración, que recomendaron al Vicepresidente de PETROPRODUCCION, solicite al Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR la declaratoria de emergencia para la negociación directa.
- El Vicepresidente de PETROPRODUCCION al haber solicitado la declaratoria de emergencia, para la negociación directa de la remediación.
- El Presidente Ejecutivo al resolver la declaratoria de emergencia y efectuar la negociación directa para la remediación de piscinas en el área de Sacha.

Es necesario señalar que en la Resolución N° 2001099 suscrita por el Presidente de PETROECUADOR el 24 de agosto del 2001, con la cual resuelve calificar como situación de emergencia la remediación ambiental de las piscinas en el Área de Sacha, se consideraron únicamente 16 piscinas de las "aproximadamente 100 piscinas" conforme se menciona dentro de los "Considerandos" de la misma Resolución.

A continuación consta un cuadro resumen de los volúmenes de los seis rubros constantes en el contrato, así como las 16 piscinas a ser remediadas:

AREA SACHA							
	RUBROS CANTIDAD	1 Recuperación tratamiento y disposición final desechos sólidos orgánicos e inorgánicos	2 Recuperación y tratamiento de crudo	3 Tratamiento de agua	4 Recuperación y tratamiento de Suelos	5 Taponamiento de piscina y/o reconformación de taludes	6 Reforestación del Área
N°	PISCINA	M3	M3	M3	M3	M3	M2
	1Sacha 32.1	113.85	161.92	2,150.50	1,138.50	3,617.90	3,060.00
	2Sacha 36.1	126.00	56.00	210.00	378.00	1,652.00	1,875.00
	3Sacha 37.1	22.28	-	-	133.65	460.35	430.00
	4Sacha 62.1	116.44	-	-	1,656.00	1,345.50	2,567.50
	5Sacha 75.1	63.00	64.00	2,200.00	1,000.00	3,120.00	2,475.00
	6Sacha 81.1	107.10	112.00	2,660.00	504.00	3,836.00	3,355.00
	7Sacha 83.1	130.41	22.08	2,070.00	869.40	3,877.80	3,315.00
	8Sacha 87.1	123.12	184.32	4,032.00	518.40	5,356.80	3,485.00
	9Sacha 88.1	41.58	168.96	1,848.00	1,584.00	2,956.80	3,230.00
	10Sacha 98.1	129.60	161.28	2,592.00	1,152.00	4,089.60	3,535.00
	11Sacha 104.1	33.13	124.00	1,550.00	558.00	2,627.25	1,980.00
	12Sacha 105.1-Iny.4	49.01	15.84	2,178.00	1,425.60	2,989.80	2,470.00
	13Sacha 109.1	30.60	272.00	3,060.00	1,530.00	4,828.00	4,015.00
	14Sacha 110.1	103.28	324.00	1,620.00	1,539.00	3,213.00	3,250.00
	15Sacha 124.1	16.83	54.40	782.00	244.80	1,428.00	990.00
	16Sacha 116	35.64	36.96	283.80	297.00	785.40	950.00
	Totales	1,241.87	1,757.76	27,236.30	14,528.35	46,184.20	40,982.50
	VALOR MÁXIMO	130.41	324.00	4,032.00	1,656.00	5,356.80	4,015.00
	VALOR MÍNIMO	16.83	-	-	133.65	460.35	430.00

De las 16 piscinas incluidas en este contrato, dos no consideran la recuperación y tratamiento de crudo ni de agua; sin embargo, el volumen más importante, es el referente al tratamiento de agua con un total de 27.236,30 M3 para la totalidad de las piscinas.

Al igual que los otros contratos con la misma compañía, no se establece en ningún documento la prioridad para definir y escoger éstas 16 piscinas, dentro de un campo con 100 piscinas, deduciéndose que el número de piscinas que faltan por remediar son 84, además, no se indica el contenido y caracterización de las mismas, aspecto que no está de acuerdo con la declaratoria de "Emergencia".

OBSERVACIONES

De las trece empresas invitadas, ocho compraron las bases y cuatro presentaron ofertas. Los documentos integrantes de las bases contemplan exigencias jurídicas, técnicas y económicas, ineludibles y fundamentales en los procesos.

Al analizar las propuestas se ha encontrado que todas ellas, incluida la presentada por PECS IECONTSA SA. carecen de los requisitos de idoneidad técnica para que puedan ser adjudicadas, y cumplir con las obligaciones contractuales. Por ello, se decide declarar desierto la Invitación a Ofertar respectiva. Con posterioridad, se resuelve que hay emergencia y se resuelve contratar directamente con la misma PECS IECONTSA SA., para remediar piscinas de los campos Sacha, Libertador y Lago Agrío; a pesar de que el proceso en el que intervino anteriormente fue declarado desierto, ya que todos los participantes incumplieron con los requisitos pre-contractuales.

En consecuencia, es posible afirmar que se adjudicó de manera directa a una empresa que careció de idoneidad técnica en la presentación de su oferta, causal observada a las otras empresas oferentes, por cuya razón fue declarado desierto el concurso.

Los deberes de los funcionarios públicos están claramente determinados en la Ley Suprema del Estado. Por ello, el Art. 97 de la Constitución Política de la República manda a todo ciudadano *"asumir las funciones públicas como un servicio a la colectividad, y rendir cuentas a la sociedad y a la autoridad, conforme a la ley"*.

El Art. 119 de la misma Carta Política prescribe *"Las instituciones del Estado, sus organismos y dependencias y los funcionarios públicos no podrán ejercer otras atribuciones que las consignadas en la Constitución y en la Ley, y tendrán el deber de coordinar sus acciones para la consecución del bien común"*.

De manera concordante, el Art. 120 de la Constitución vigente, dispone: *"No habrá dignatario, autoridad, funcionario ni servidor público exento de responsabilidades por los actos realizados en el ejercicio de sus funciones, o por sus omisiones. El ejercicio de dignidades y funciones públicas constituye un servicio a la colectividad, que exigirá capacidad, honestidad y eficiencia"*.

Debe tenerse presente que las normas constitucionales prevalecen sobre todas las demás normas legales, reglamentarias y otras de menor jerarquía, conforme lo establece el Art. 272 de la propia Constitución.

Se debe recordar que la situación de emergencia para la asignación de este contrato se la hace sin considerar a todo el campo, puesto que sólo una parte de las piscinas se incluye en el contrato, dejando de remediar algunas de las piscinas contaminadas existentes, tampoco se considera para la declaratoria de emergencia, caracterización de las piscinas y su contenido más contaminante.

La emergencia no nace de una apreciación subjetiva de los funcionarios estatales sino de una realidad que debe contener elementos esenciales, para constituir motivación válida suficiente, que justifique el trato directo en contratos administrativos que comprometan recursos públicos. La emergencia debe ser objetiva, originarse en una necesidad pública, una exigencia estatal y no de la estimación de sus funcionarios. No puede estar supeditada al criterio subjetivo de los funcionarios que desvirtúen su concepto.

La emergencia implica una urgencia particular para un caso determinado no una abstracta, general o común, sino un apremio real y concreto.

La emergencia debe ser inmediata, esto es la necesidad pública actual, presente e improrrogable y no una urgencia de futuro que no guarda relación con el tiempo transcurrido.

La emergencia es imprevisible, que conlleve urgencia reconocida o circunstancias imprevistas, diferente a un problema existente por mucho tiempo; a tal punto que los funcionarios de la misma Entidad, después de un largo período de haber iniciado su gestión, frente a similar realidad, han decidido tramitar varios procesos postergados.

La emergencia debe ser probada, fundamentada en estudios técnicos, objetivos, suficientes, previos y serios que la demuestren como real y cierta. La existencia de las piscinas durante largo tiempo no los condujo a los servidores públicos de la entidad, a darle un tratamiento emergente con anterioridad.

CONCLUSIONES

1. No existió fuerza mayor o caso fortuito para declarar en emergencia y contratar en forma directa a una empresa que no reunió los requisitos exigidos en las bases de contratación del concurso inicial.
2. La hipotética emergencia fue para remediar únicamente 16 piscinas y no las 100 que cubre el Campo de Sacha. Las piscinas escogidas para la remediación no tuvieron un orden de prelación en función de su contenido o tipo de contaminación al ambiente, aspecto que demuestra falta de seriedad y transparencia en el proceso.

2.5.2 INVITACIÓN A OFERTAR NO. PPR-CCQ-2001-012 REMEDIACIÓN AMBIENTAL DE PISCINAS EN EL ÁREA LIBERTADOR

PETROPRODUCCIÓN invitó al concurso a 13 empresas, de las cuales, tres presentaron sus ofertas, entre ellas, la firma PECS IECONTSA S.A.

Al igual que en el proceso descrito en el numeral precedente, la Comisión de Contrataciones, luego de analizar las ofertas presentadas, recomienda la declaratoria de desierto al proceso de invitación a ofertar y solicita al Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN haga conocer de este tema al Consejo de Administración.

El Consejo de Administración resuelve declarar desierta la invitación y recomienda al Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN solicite al Presidente Ejecutivo, la declaratoria de emergencia que le permita realizar una negociación directa con todas las compañías participantes en el concurso.

El Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR, por pedido del Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN, califica de emergente la Remediación Ambiental de las Piscinas para el Área de Libertador, a efecto de negociar con todas las compañías que presentaron ofertas en este proceso, y contratar directamente los servicios antes indicados con la compañía que mejores ventajas técnicas y económicas ofrezca para PETROPRODUCCIÓN. Posteriormente se negoció y se adjudicó el contrato a la firma PECS IECONTSA.

Analizada la oferta de la empresa PECS IECONTSA se observa lo siguiente:

La compañía presentó su oferta técnica basada en aspectos tales como lista de equipos y materiales disponibles para la remediación. En la oferta no consta la ubicación cartográfica de las piscinas, no describe detalladamente la disposición final del crudo recuperado, de acuerdo a lo que se establece en los Términos de Referencia; únicamente señala que el producto final no recuperado será destinado para la elaboración de asfalto en frío. La oferta técnica no presenta el proyecto de elaboración del asfalto, así como del asfaltado de las vías, obras en las cuales se requiere de equipo caminero adecuado; y, el equipo adicional para el asfaltado en frío, no está detallado en la Lista de Equipos y Materiales disponibles solicitado en los Términos de Referencia, a pesar de que las especificaciones técnicas constantes en el Anexo N° 1 de los Términos de Referencia, señalan que el crudo recuperado deberá ser tratado en el lugar propuesto por la contratista y aprobado por la fiscalización, para luego incorporarlo a la producción en la Estación Central y en el caso de que no sea factible, se adoptarán procesos que logren estabilizar el crudo intemperizado, (físicos, químicos, biológicos u otros) cuyo detalle debe estar claramente establecido en la oferta técnica.

De igual manera, no demuestra técnica y económicamente la rentabilidad adicional del uso de este producto recuperado. La oferente presenta una sola opción tecnológica, no plantea otras alternativas; sin embargo los Términos de Referencia señala la obligatoriedad de presentar alternativas, el plazo es de ocho meses (8), los mismos que se consideran en el Cronograma de Trabajo.

Luego del análisis correspondiente, la Comisión concluye que la oferta presentada por PECS-IECONSA sí bien cumple con el aspecto legal, incumple en el aspecto técnico, por lo tanto se colige que no se realizaron los análisis económicos de la oferta por incumplimiento en los aspectos técnicos.

En el Formulario N° 3 se listan las piscinas que serán remediadas y en el Formulario 3-1 se especifican los volúmenes de cada piscina, considerándose 6 rubros a ser remediados, cuyo análisis se encuentra en el siguiente cuadro resumen:

AREA LIBERTADOR							
N°	PISCINA	1	2	3	4	5	6
		Recuperación y Tratamiento y Disposición Final Desechos Sólidos Orgánicos e Inorgánicos	Recuperación y Tratamiento de crudo	Tratamiento de agua	Recuperación y Tratamiento de Suelos	Taponamiento de Piscina y/o Reconformación de Taludes	Reforestación del Área
		M3	M3	M3	M3	M3	M2
1	Cuyabeno 12-1	4.80	-	720.00	720.00	1,095.60	1,575.00
2	Sansahuari 3.1 ^a	1.05	-	343.85	59.80	623.71	504.00
3	Sansahuari 3.1 ^b	1.14	-	373.75	65.00	677.95	540.00
4	Sansahuari 3.2	2.40	448.00	920.00	160.00	1,688.80	1,155.00
5	Sansahuari 3.3	5.85	234.00	3,900.00	975.00	4,701.45	2,437.50
6	Sansahuari 3.4	4.59	183.60	3,060.00	765.00	3,688.83	1,982.50
7	Tapi 2.1	2.89	7.39	358.05	92.40	431.97	416.00
8	Tapi 3.1	42.18	3,749.60	4,687.00	2,343.50	10,700.42	5,414.50
9	Tetete 1.1	5.64	3.01	1,504.00	376.00	1,710.80	1,092.00
10	Tetete 2.1	7.51	11.56	260.10	115.60	345.93	484.00
11	Shushiqui 3.1	4.30	2.50	250.00	218.75	342.19	525.00
12	Shushuqui 9.14.94	14.94	3.95	444.60	296.40	590.33	744.00
13	Shushuqui 10.1	4.69	5.00	937.50	625.00	1,115.63	900.00
14	Shushuqui 14.1	3.78	3.02	378.00	132.30	582.12	608.00
15	Carabobo 3.1	3.94	29.40	236.25	236.25	414.75	780.00
16	Pichincha 6.1	11.24	11.99	124.88	149.85	294.71	752.00
17	Secoya 9	18.00	33.60	1,380.00	360.00	1,560.00	875.00
	TOTALES	128.94	4,726.62	19,877.98	7,690.85	30,565.19	20,784.50
	VALOR MÁXIMO	42.18	3,749.60	4,687.00	2,343.50	10,700.42	5,414.50
	VALOR MÍNIMO	1.05	-	124.88	59.80	294.71	416.00

Del cuadro anterior se observa que para la recuperación, tratamiento y disposición final de

desechos sólidos orgánicos e inorgánicos, se consideró un total de 128,94 M3; para la recuperación y tratamiento de crudo un total de 4.726,62 M3; para el tratamiento de agua 19.877,98 M3; para el taponamiento de piscinas y/o reconfiguración de taludes, un total de 30.565,19 M3; y, para la reforestación un total de 20.784,50 M2.

En atención a los volúmenes contratados, se observa que rubros importantes tales como tratamiento de crudo, tratamiento de agua y recuperación y tratamiento de suelos son considerados en el contrato, pudiendo determinarse que de las 17 piscinas materia del contrato, 3 no contienen crudo para ser recuperado y de las 14 restantes tienen volúmenes desde 2,50 a 3.749,60 M3.

Al igual que en el caso anterior, se declaró la emergencia, procediendo a la contratación directa con la empresa. No se remedió la totalidad de las piscinas de la zona que suman 100, sólo se escogieron 17 sin realizar una priorización y caracterización de los contaminantes.

Mediante oficio N° DINAPA-CSA-185-2001 2001830 de octubre 4 del 2001, el Subsecretario de Protección Ambiental (Enc.) del Ministerio de Energía y Minas, solicita al Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN la presentación de los *“parámetros de monitoreo ambiental estipulados en el reglamento ambiental debiéndose incluir análisis de conductividad y capacidad de intercambio catiónico (Ca, Mg, Na, y K) en suelos, fondos y paredes de las piscinas a remediarse.”*

Por lo anteriormente indicado, se demuestra que PETROPRODUCCIÓN no realizó la caracterización necesaria, previo a la contratación, con el fin de conocer los materiales contaminantes de cada una de las piscinas.

Mediante oficio N° DINAPA – CSA –185-2001 de octubre 4 del 2001, el Subsecretario de Protección Ambiental encargado, del Ministerio de Energía y Minas, aprueba el Programa de Remediación Ambiental propuesto para la remediación de las piscinas, esto es, en forma previa a la celebración de los contratos, y señaló las siguientes observaciones: *“a. Presentar en un plazo de 30 días la información cartográfica (en formato digital) de localización y ubicación de las piscinas a remediar y del centro de incineración, conforme lo estipula la transitoria quinta del mencionado Reglamento ambiental. b. Adicionalmente a los parámetros de monitoreo ambiental estipulados en el reglamento ambiental se deberá incluir análisis de conductividad y capacidad de intercambio catódico (Ca, Mg, Na y K) en suelos, fondos y paredes de las piscinas a remediarse.”*

CONCLUSION

PETROPRODUCCIÓN no realizó una caracterización del contenido de cada piscina, previo el inicio del concurso y celebración de los contratos, y no procedió a remediar todas las piscinas abiertas del área Libertador, a pesar de haberse emitido la Resolución N° 2001100 calificando de situación de emergencia la remediación ambiental de las piscinas en esa Área. No se dio prioridad a la remediación de todas las piscinas que contienen crudo, incluso tres de ellas no lo tienen. No se ha caracterizado los fondos y paredes de las piscinas, tal es así que el Subsecretario de Protección Ambiental solicita al Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN la presentación de los parámetros de monitoreo ambiental y los análisis de conductividad y capacidad de intercambio catiónico (Ca, Mg, Na, y K) en suelos, fondos y paredes de las piscinas a remediarse.

2.5.3 INVITACIÓN A OFERTAR NO. PPR-CCQ-2001-027 REMEDIACIÓN AMBIENTAL DE PISCINAS EN EL ÁREA LAGO AGRO DEL DISTRITO AMAZÓNICO

La filial PETROPRODUCCIÓN invitó a 13 empresas de las cuales 4 presentaron sus ofertas.

La Comisión de Contrataciones realizó varias observaciones a la oferta presentada por la empresa PECS-IECONTSA, que se detallan a continuación:

- No incluye en la oferta filtros screener, ni los tanques mezcladores, así como el equipo para

- el proceso de producción de asfalto en frío y su disposición final (asfaltado en vías)
- No señala ubicación cartográfica de las piscinas a remediarse
 - No describe el tratamiento final del crudo no recuperado de acuerdo a lo exigido en las bases.
 - No presentó ni demuestra técnica ni económicamente la rentabilidad adicional.
 - No presenta otras alternativas tecnológicas y plantea una sola opción.
 - No indica puntualmente el plazo para la ejecución de obras.

La Comisión de Contrataciones concluye que las compañías GAP y la Compañía PECS IECON TSA incumplen con lo solicitado en los Términos de Referencia en lo referente a aspecto técnicos por lo que mediante memorando N° 096-CCQ-2001 de junio 12 del 2001, recomienda se declare desierto el proceso de invitación y solicita al Vicepresidente ponga a consideración del Consejo de Administración tal recomendación.

El Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN mediante memorando N° 661-SCA-2001 de 8 de agosto del 2001, comunica al Consejo de Administración la Resolución de la Comisión de Contrataciones para que se declare desierta la invitación a ofertar, recomienda la negociación directa con todas las compañías participantes y además, que las empresas que intervengan en la negociación directa cumplan con la calificación ambiental.

Mediante Resolución N° 2001101 de agosto 24 del 2001, el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR resolvió calificar como situación de emergencia la remediación ambiental de las piscinas en el Área Lago Agrio del Distrito Amazónico, a efecto de negociar con todas las compañías que presentaron ofertas en el proceso de Invitación a Ofertar PPR-CCQ-2001-027 y contratar directamente los servicios indicados con la compañía que mejores ventajas técnicas y económicas ofrezca a PETROPRODUCCIÓN, tomando como referencia la invitación a ofertar PPR-CCQ-2001-027 y por el plazo de 2 años.

En el quinto considerando de la Resolución citada anteriormente, el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR menciona: *“Que la actividad hidrocarburífera desarrollada por la Compañía Texaco y la ex-CEPE en las provincias de Sucumbíos y Orellana dejaron entre otros, un pasivo ambiental consistente en aproximadamente 35 piscinas en el Área Lago Agrio, las cuales contienen crudo intemperizado, agua y suelos contaminados, que afectan al medio ambiente y contaminan cursos de agua”.*

“Que las poblaciones asentadas en el área de influencia de las operaciones hidrocarburíferas continuamente exigen a PETROPRODUCCION la remediación de estos lugares contaminados”.

“Que el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, expedido mediante Decreto Ejecutivo N° 1215 y publicado en el Registro Oficial N° 265 del 13 de febrero del 2000, en su Art. 59 obliga a PETROECUADOR Y PETROPRODUCCIÓN proceder a la limpieza de piscinas, recuperación de crudo, taponamiento y/o revegetación de cada una de éstas, con especies nativas de la zona.”

Como se menciona en la misma Resolución emitida por la máxima Autoridad, existe un pasivo ambiental de aproximadamente 35 piscinas en el Área Lago Agrio que contienen crudo intemperizado, agua y suelos contaminados; sin embargo, de esta cantidad sólo se incluyeron 10 piscinas para la remediación ambiental, dejándose de lado la remediación de la totalidad del pasivo ambiental, habiéndose declarado en emergencia el Área Lago Agrio. A continuación se describen las piscinas incluidas en el contrato y los rubros a ejecutarse:

RUBROS CANTIDAD	1	2	3	4	5	6
	Recuperación y tratamiento y disposición final desechos sólidos orgánicos e inorgánicos	Recuperación y tratamiento de crudo	Tratamiento de agua	Recuperación y tratamiento de Suelos	Taponamiento de piscina y/o reconformación de Taludes	Reforestación del área
Nº PISCINA	M3	M3	M3	M3	M3	M2
1Lago Agrio 32.1	56.10	-	2,040.00	1,020.00	3,223.20	2,750.00
2Lago Agrio 09 A.1	11.40	-	42.75	285.00	222.30	480.00
3Lago Agrio 19.1	1.31	-	-	348.00	293.48	850.00
4Lago Agrio 11A.1	24.50	-	3,136.00	784.00	3,704.40	2,430.00
5Lago Agrio 37.2	0.44	-	117.60	98.00	167.78	361.00
6Lago Agrio Central 1	2.30	2,048.82	102.40	102.40	2,925.57	1,369.00
7Guanta 03.1	24.15	18.40	345.00	322.00	464.60	700.00
8Guanta 09.1	8.09	-	1,798.00	359.60	1,962.52	1,224.00
9Estación Guanta 1	0.57	-	646.00	114.00	837.14	600.00
10Estación Guanta 2	0.57	0.30	646.00	114.00	837.52	600.00
TOTALES	129.43	2,067.52	8,873.75	3,547.00	14,638.51	11,364.00
VALOR MÁXIMO	56.10	2,048.82	3,136.00	1,020.00	3,704.40	2,750.00
VALOR MÍNIMO	0.44	-	-	98.00	167.78	361.00

Como se observa en el cuadro indicado, se incluyeron 10 piscinas de un total de 35, dejando de lado 25. Como en los casos anteriores, no existe una caracterización del contenido de cada una de ellas para su elección, ya que para el presente caso, de las 10 piscinas contratadas, 7 de éstas no contienen crudo, y 1 no contiene agua para su recuperación y tratamiento. Se observa un total de 8.873,75 M3 de agua para su tratamiento, 3.547,00 M3 de recuperación y tratamiento de suelos y 2.067,52 M3 de recuperación y tratamiento de crudo.

Como en los casos anteriormente descritos, se desconoce el procedimiento para la elección de las piscinas y la prioridad para la remediación de las mismas, observándose que la remediación de las piscinas con crudo, no son consideradas como prioridad ya que de las 10 contratadas, únicamente 3 contienen crudo.

OBSERVACIONES A LOS PROCESOS DE ADJUDICACIÓN DE LOS CONTRATOS DE REMEDIACIÓN DE LAS PISCINAS

1. PETROPRODUCCIÓN invitó a varias empresas para que presenten sus respectivas ofertas, luego del análisis respectivo, realizó varias observaciones a las propuestas presentadas, concluyendo que todas ellas incumplen con lo solicitado en los Términos de Referencia, recomendando se declare desierto el proceso de invitación y solicitando al Vicepresidente ponga a consideración del Consejo de Administración tal recomendación, en razón de que ninguna de las compañías oferentes cumplen a cabalidad con lo solicitado en los términos de referencia.
2. El Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN comunica al Consejo de Administración la resolución de la Comisión de Contrataciones para que se declare desierta las invitaciones a ofertar y recomienda la negociación directa con todas las compañías participantes, indicando

que éstas deben cumplir con la calificación ambiental.

3. Mediante Resoluciones números 2001099, 2001100 y 2001101 de 24 de agosto del 2001, el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR resolvió declarar como situación de emergencia la Remediación Ambiental de piscinas de las áreas de Sacha, Libertador y Lago Agrio respectivamente. Se propuso negociar con todas las compañías que presentaron ofertas en los tres procesos y contratar directamente los servicios indicados con la compañía que mejores ventajas técnicas y económicas ofrezca a PETROPRODUCCIÓN. En las mismas resoluciones se menciona que la totalidad de piscinas para cada área consideradas como pasivo ambiental dejado por la compañía TEXACO y la exCEPE es de 100, para cada una de las dos primeras áreas nombradas y de 35 para la tercera, sin embargo se consideraron para la remediación, 16 para el área de Sacha, 17 para el área de Libertador y 10 para el área de Lago Agrio.
4. Luego de los procesos de negociación, el Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN, recomienda al Consejo de Administración autorizar la contratación directa con la compañía PECS IECONTSA, los tres contratos de remediación de las piscinas de las áreas indicadas.
5. No se detalla la modalidad para escoger las piscinas, si es, por su contenido, por la peligrosidad del mismo, por la cercanía a centros poblados o por alguna otra razón.
6. No se realizó una caracterización del contenido de cada piscina, previo a la celebración de los contratos, tal es así que, el Subsecretario de Protección Ambiental solicita al Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN la presentación de los parámetros de monitoreo ambiental y los análisis de conductividad y capacidad de intercambio catiónico (Ca, Mg, Na, y K) en suelos, fondos y paredes de las piscinas a remediarse en el Área Libertador.

CONCLUSIONES GENERALES AL PROCESO PRECONTRACTUAL

1. No existieron las causales suficientes para emitir la declaratoria de emergencia y contratar en forma directa con la misma empresa la remediación ambiental de las piscinas de las tres áreas, como se analizó en capítulos precedentes del presente informe. La empresa PECS IECONTSA no reunió los requisitos exigidos en las bases del concurso inicial.
2. La declaratoria de emergencia no cubrió la remediación de la totalidad de las piscinas de cada una de las áreas seleccionadas, escogiéndose sin priorizar su peligrosidad y riesgo, por su contenido o tipo de contaminación al ambiente, aspecto que demuestra una falta de claridad en el proceso.

2.5.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS DE REMEDIACIÓN AMBIENTAL

Las especificaciones técnicas constan en el Anexo N° 1 de los términos de referencia de cada contrato, y contienen los siguientes rubros:

1. Recuperación, tratamiento y disposición final de desechos sólidos.

- Contempla un acceso al lugar de la piscina de ser el caso, recubrimiento de geomembrana de 250 micras de espesor al contorno de las piscinas en aproximadamente 2 metros, debiéndose disponer de fosas para recoger las basuras y escombros. Los desechos sólidos serán lavados a presión de agua con productos biodegradables, separados los orgánicos e inorgánicos, e incinerados los orgánicos en equipos industriales, que cumplan especificaciones ambientales, los inorgánicos una vez limpios serán trasladados a lugares dispuestos por PETROPRODUCCIÓN.

2. Recuperación y transporte de crudo intemperizado

- El crudo será recuperado manual o mecánicamente, filtrado en una zaranda vibratoria.
- Los residuos provenientes del filtrado podrán ser incinerados, estabilizados o bio-remediados.
- El crudo recuperado deberá ser tratado en el lugar propuesto por la contratista y

aprobado por la fiscalización para luego incorporarlo a la producción en la Estación Central bajo los parámetros de aceptación de BSW 1% y gravedad API 20° .

- En el caso que no sea factible incorporarlo a la producción, se adoptarán procesos que logren estabilizar el crudo intemperizado (físicos, químicos, biológicos u otros).

3. Tratamiento y evacuación de agua

- El tratamiento del agua podrá ser realizado en el sitio o en otro lugar que el contratista crea conveniente y con aprobación del fiscalizador.
- El agua será drenada al ambiente una vez cumpla con los parámetros establecidos en el Reglamento Ambiental.
- Las muestras serán significativas de la totalidad del agua contenida en la piscina y serán tomadas a 20 o 30 cm. del espejo del agua.

4. Tratamiento de suelos

- Será de acuerdo al Reglamento Ambiental vigente, se aceptarán procesos de tratamiento de suelo de fondo y paredes que se encuentren dentro de los límites permisibles establecidos en la tabla N° 6 del Anexo N° 2 del Reglamento. El uso de suelo es agrícola.
- El suelo de la piscina será tratado de acuerdo al proceso presentado por la oferente.
- La muestra será compuesta y representativa de toda la masa del suelo.
- Las muestras parciales al unirse deberán ser homogenizadas perfectamente.
- Los análisis físico y químicos se reportarán en base seca.

5. Taponamiento de piscinas y/o reconfiguración de taludes

- Las piscinas serán rasanteadas usando suelo tratado y material existente en las bermas.
- Se dará una gradiente a la superficie final para permitir el drenaje natural del área.
- Para casos con condiciones topográficas no favorables se necesitará relleno adicional para proveer una gradiente y evitar acumulaciones de agua.
- Las áreas de préstamo pueden ser investigadas durante la visita de campo previa la presentación de la oferta.

6. Revegetación

- El proceso de revegetación se realizará en el área de la piscina remediada.
- Para la revegetación la contratista utilizará especies nativas de la zona.
- La contratista será responsable del seguimiento y resultados de la revegetación en un tiempo máximo de 6 meses.

7. Equipos de análisis de laboratorio

- Los equipos necesarios para realizar los análisis, antes de iniciar los trabajos, deberán contar con la certificación de calibración otorgado por el proveedor o empresa calificada para tal efecto.

OBSERVACIONES

Durante el trabajo de campo realizado por el equipo de Contraloría y la inspección técnica realizada conjuntamente con el fiscalizador del Área de Lago Agrio, se observó que tres piscinas en el área de Lago Agrio se encontraban concluidas, solicitando al Fiscalizador y Jefe de Laboratorio que se proporcione al equipo de control, análisis de las muestras de suelo tomadas y analizadas en el laboratorio de PETROPRODUCCIÓN en Lago Agrio, con el fin de conocer el grado de cumplimiento del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas que rige para PETROECUADOR.

2.5.5 INCONGRUENCIAS DE LAS CLÁUSULAS DE LOS CONTRATOS SUSCRITOS CON LA COMPAÑÍA PECS IECONSA S.A.

El artículo 1607 del Código Civil señala: “Las cláusulas de un contrato se interpretarán unas por otras, dándose a cada una el sentido que mejor convenga al contrato en su totalidad.”

De los documentos analizados se determinan las siguientes observaciones:

1. El 23 de octubre del 2001, mediante escritura pública, se han celebrado los contratos para la remediación ambiental de piscinas en las áreas de Sacha, Libertador y Lago Agrio, entre PETROPRODUCCIÓN y PECS IECONSTA SA. La forma de negociación es la directa luego de haberse declarado desiertas las Invitaciones a Ofertar números PPR-CCQ-2001-012; PPR-CCQ-2001-013 y PPR-CCQ-2001-027.
2. La Cláusula Décima Primera de los contratos establecen la forma de pago; el procedimiento aplicable; las autoridades competentes para tramitar, aprobar y efectuar los pagos; los plazos para cada paso a seguir; los requisitos obligatorios de llenar; y, los documentos que debían presentarse para poder efectuar el cobro.

En efecto, la cláusula indicada especifica que el 30% del monto contractual se pagará como anticipo y el 70% restante contra presentación de facturas por servicios efectivamente realizados, calculados de acuerdo a los precios unitarios que constan en el formulario N° 3.

La misma cláusula estipula que las facturas deberán ser presentadas en las oficinas del departamento de Contraloría de PETROPRODUCCION en lago Agrio, observando el siguiente procedimiento: *“Dos días antes de presentar las facturas se deberá entregar en Contraloría Lago, un disquete con la información que se requiera... con todos los soportes necesarios, dentro de los diez primeros días siguientes al mes en que se prestaron los servicios objeto del contrato, y luego de que éstos, realizados en forma cabal, hayan sido aceptados por el Supervisor de PETROPRODUCCIÓN. Los pagos de las facturas, en la parte no objetada, se efectuarán dentro de los 45 días calendario contados desde la fecha de su recepción...”*

3. De otro lado, la cláusula quinta del contrato, referente a *“cocimiento de los sitios de trabajo, de las normas de seguridad e higiene industrial y de protección del medio ambiente”*, en la parte pertinente, en forma textual señala: *“Los precios globales por piscina ofertados y acordados no podrán variar alegándose desconocimiento de lo que se deja declarado ni por otro concepto.”* Adicionalmente, en el proceso contractual que se declaró desierto, cuyos documentos forman parte del contrato, en el oficio circular N° 1771 PPR-CCQ-2001 de abril 3 del 2001, el Presidente del Comité de Contrataciones hace conocer a todos los oferentes las preguntas y respuestas relacionadas con la Invitación a Ofertar para la remediación ambiental de piscinas en las áreas Sacha, Libertador y lago Agrio. Ante la siguiente interrogante de un oferente: ***“Se establece en el formulario 1 numeral 6) que... los precios ofertados son fijos e invariables... en tanto en la cláusula décima se hace conocer el procedimiento para el reajuste de Precios, vale aclarar exactamente si es global por piscina o con reajuste de precios por piscina”***, el Comité de PETROPRODUCCION responde: ***“Es global por piscina, más reajuste de precios calculado en base a la fórmula polinómica de reajuste de precios, que es parte integrante del contrato”***. Asimismo en oficio circular N° 2112 PPR-CCQ-2001 DE ABRIL 24 DEL 2001, el Presidente de la Comisión de Contrataciones de PETROPRODUCCION, a la pregunta 6 que señala: ***“¿En la respuesta correspondiente a la Pregunta N° 1, se hace referencia a que los precios son “globales por piscina”, pero dentro del proyecto de contrato, en su décimo primera cláusula, se menciona que las planillas serán por servicios efectivamente realizados” de acuerdo a los formularios 3 y su desglose en los formularios 3.1 al 3.xx. Se va a considerar un precio global por piscina donde la empresa contratista deberá tener una estimación objetiva de volúmenes, o se deberá planillar con relación a los precios unitarios estipulados en los formularios, y los volúmenes serán definidos en el campo?”***, responde: ***“El costo ofertado es global por piscina”***. Las cláusulas del contrato y los aspectos del proceso precontractual no tienen congruencia, evidenciándose diferencias en la forma de pago de los tres contratos suscritos con PECS IECONSTA.
4. Mediante Oficio No. 7028 de diciembre 21 del 2001, el Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN manifiesta al Gerente de PECS IECONSTA SA. que el 70% del valor del contrato debe pagarse contra facturas, calculadas de acuerdo a los valores globales por

piscina, constantes en la columna 7 del formulario 3 "Costo total piscina", con lo cual se ratifica lo afirmado por el Presidente de la Comisión de Contrataciones durante el proceso pre-contractual. Señala además en el oficio citado, que así se interpreta la cláusula Décima Primera, de acuerdo a la Cláusula Trigésima del propio contrato, esto es, el pago en forma global, aunque sea menor o mayor la cantidad de rubros ejecutados.

5. Los contratos se suscribieron sin considerar los documentos pre-contractuales por ello adolecen de errores y contradicción en las cláusulas. La disposición escrita emitida en oficio N° 7028 del Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN, contraviene la Cláusula Octava del propio contrato que establece: *"De manera excepcional se podrá modificar este contrato, previa autorización del Consejo de Administración"* y conforme lo establece el artículo cuatro del Reglamento de Contratación de Obras, Bienes y Servicios de PETROECUADOR y sus Empresas Filiales, que para modificar un contrato se requiere inexorablemente la decisión previa del Consejo de Administración. Normas que ha incumplido el Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN, a pesar de con el oficio citado, se procede a corregir los errores que el contrato adolece.

CONCLUSIONES

La Máxima Autoridad de PETROPRODUCCIÓN al no percatarse de los errores en las cláusulas de los contratos en forma previa a su suscripción y proceder a hacer los correctivos en forma posterior, contravino lo estipulado en el artículo 4 del Reglamento de Contratación de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR), en el que se establece que un contrato puede ser modificado únicamente previa la autorización concedida por el Consejo de Administración de PETROECUADOR.

Se ha incumplido el Art. 370 numeral 4 de la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control, vigente a la fecha de la decisión administrativa, que manda a los funcionarios públicos cumplir las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas.

En el ámbito jurídico y en el de la contratación pública es conocido el principio de que las cosas se deshacen de la misma manera como se hacen, lo que significa que en un contrato público que se perfecciona a través de un procedimiento, solemnidades, requisitos, competencias y formas especiales, fundamentados en la ley, lo que significa que para agregar, eliminar o modificar una cláusula de un contrato público debe cumplirse previamente, los requisitos, aprobaciones y forma que señale la ley.

2.6 INFORMES AMBIENTALES ANUALES

El artículo 11 del Reglamento para las Operaciones Hidrocarburíferas, establece la obligatoriedad de presentar por parte de PETROPRODUCCIÓN a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas hasta el 31 de enero de cada año, conforme al formato 5 del Anexo 4 del Reglamento, el informe anual de actividades cumplidas en el año inmediato anterior, como parte del informe anual de actividades.

Mediante memorando N° 016-PIA-2002, el Coordinador de Protección Integral del Distrito Amazónico indica al Superintendente del Distrito Amazónico que mediante memorando N° 1724-SDA-2001, PETROPRODUCCIÓN envió a la DINAPA las respuestas a las observaciones general y particulares que fueron emitidas para los campos del Distrito Amazónico, para su trámite y aprobación.

La Subsecretaría de Protección Ambiental mediante oficio N° DINAPA-CSA-502 02 8045 de septiembre 2 del 2002, entrega al Equipo de Contraloría la documentación requerida, referente a los informes anuales de actividades ambientales, observándose comentarios realizados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental, tales como: *"...deben incluirse como puntos de monitoreo de descargas líquidas las locaciones que disponen de trampas de grasa, identificar los puntos de monitoreos de emisiones a la atmósfera y de descarga de efluentes líquidos de los campos manejados dentro del Área Auca (Culebra-Yulebra, Anaconda, Conga, Armadillo y Rumiyacu, incluir puntos de monitoreos de emisiones a la atmósfera de los mecheros generadores de las plataformas que los tienen"*.

En el oficio N° DINAPA-CSA-403-02 6411 de julio 18 del 2002, el Director Nacional de Protección

Ambiental señala en el numeral 1 que los diagnósticos ambientales de Shushufindi, Auca, Libertador, Sacha, Cononaco no contienen Plan de Manejo Ambiental, además que no hay documentación (Estudios de Impacto y Plan de Manejo Ambiental) en la DINAPA, que avalice la aprobación de los trabajos de perforación de los pozos, Shuhufindi 96, Auca 46, Yuca 16, Yuca 17, Auca 47, Auca 48.

Mediante oficio N° 1969 PPR-AMB 2002 de abril 10 del 2002, mediante el cual, la Jefe de la Unidad de Protección Ambiental de PETROPRODUCCIÓN indica en la parte pertinente que: *“En razón de que se cumple por primera ocasión con este requisito, no se ha podido evaluar las actividades programadas y presupuestadas del año 2001 con el cumplimiento.”*

En otros oficios se señalan observaciones previo a la aprobación de los puntos de monitoreo, tales como: *“...es necesario que para el caso de emisiones a la atmósfera se explicita el criterio con el que se seleccionarán aquellos puntos que se incorporarán al programa de monitoreo.”*

En lo referente a los puntos de monitoreo en el campo Shushufindi, mediante oficio N° DINAPA-CSA 002-2002 02-0040 de enero 7 del 2002, la Subsecretaría de Protección Ambiental indica al Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN que: *“Luego del análisis técnico respectivo se concluye que la documentación presentada, se enmarca dentro de los requerimientos establecidos en el Art. 12 y de los formatos 1 y 2 del Anexo 4 del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (Decreto Ejecutivo 1215), por lo tanto esta Subsecretaría aprueba los puntos de monitoreo establecidos.”* Mediante oficio N° DINAPA-CSA-292-2001 2011182 de 21 de Diciembre del 200, la Subsecretaría de Protección Ambiental aprobó los puntos de monitoreo establecidos en los campos Lago Agrio y Guanta localizados en la Provincia de Sucumbíos.

Por lo anteriormente expresado se concluye que la Subsecretaría de Protección Ambiental aprobó los puntos de monitoreo de los campos Shushufindi, Lago Agrio y Guanta, faltando a la fecha de elaboración del presente informe, la aprobación de los puntos de monitoreo de los demás campos.

Mediante oficio N° 1101 PPR-AMB-2001, de febrero del 2001, el Gerente de PETROPRODUCCIÓN presenta a la Subsecretaría de Protección Ambiental la programación de las actividades ambientales para el ejercicio económico del año 2001 por un monto de US\$ 1'300.000,00, de cuyo valor se desconoce el cumplimiento, tampoco existe un informe de la Subsecretaría, aprobando las actividades realizadas o por realizar.

Por ser la primera ocasión que PETROPRODUCCIÓN presenta este tipo de información a la Subsecretaría de Protección Ambiental, para su respectiva aprobación, existe información incompleta en esa dependencia, siendo responsabilidad de PETROPRODUCCIÓN la presentación de todo lo requerido en el Reglamento para las Operaciones Hidrocarburíferas, por lo que la Contraloría General del Estado se reserva el derecho de realizar un seguimiento al cumplimiento de estas disposiciones oportunamente.

2.7 CONTRATO PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS Y REACONDICIONAMIENTO SUSCRITO CON DYGOIL (SIN ESTUDIOS AMBIENTALES APROBADOS)

PETROPRODUCCIÓN suscribió dos contratos con la firma DYGOIL Cía. para la provisión de servicios petroleros con aporte de capital privado, mediante Alianzas Operativas para los campos Atacapi-Parahuacu y Víctor Hugo Ruales del Distrito Amazónico.

La Contraloría General del Estado realizó un Examen Especial de Ingeniería al proceso de contratación.

En el presente informe se incluye la verificación de los trabajos en el campo del componente ambiental, habiéndose observado que los trabajos no se iniciaron con los estudios de Impacto Ambiental, debidamente aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas DINAPA, a excepción del Estudio de Impacto Ambiental sísmica 3D. El Estudio y Plan de Manejo Ambiental para la construcción y/o ampliación de las plataformas y perforación de tres pozos de desarrollo y facilidades de producción en el campo Atacapi fue aprobado mediante oficio N° DINAPA-EEA-366-02-3400 de abril 20 del 2002. Los otros estudios se encuentran en trámite y/o en fase de ejecución, a pesar de que hasta el 7 de junio del 2002,

fecha de finalización del trabajo de campo, por parte del Equipo de Control, ha transcurrido más de 360 días, desde la promulgación, del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en febrero 2 del 2001. La disposición transitoria primera establece en su parte pertinente que: *“Convalidación Ambiental de las operaciones hidrocarburíferas.- Los sujetos de control, dentro de los trescientos días siguientes a la publicación del Presente Reglamento en el Registro Oficial, deberán presentar, si no lo hubieren hecho, los Estudios Ambientales para todas las fases de la actividad hidrocarburífera, en caso contrario, la Subsecretaría de Protección Ambiental procederá conforme el artículo 90 de este Reglamento.”*

De conformidad con el contrato, la tramitación de los estudios de impacto ambiental corresponde a PETROPRODUCCIÓN.

2.7.1 CONSTATAción FÍSICA DE LOS TRABAJOS EN EJECUCIÓN

El equipo de Contraloría realizó la constatación física de los trabajos de remediación de los suelos durante la ejecución de los contratos suscritos con la compañía DYGOIL Cía. Ltda. La plataforma inspeccionada es la Parahuacu 3B ubicada en la parroquia Dureno, cantón Nueva Loja de la provincia de Sucumbíos, plataforma de propiedad de PETROPRODUCCIÓN y se encuentra delimitada por un cerramiento de malla perimetral.

El área de trabajo tiene 3000 m² y en la misma se encuentran ubicadas 4 piscinas de 144 , 84, 28 y 168 m² sumando un total de 424 m² , con un espesor del manto a remediar de 3 metros y un volumen a tratarse de 2500 m³ . La descripción de la tecnología utilizada en el proceso de bio-remediación, tiene las siguientes etapas:

- Aireación semi-continua
- Control del pH

Se realizó un análisis físico por parte de la compañía subcontratista, encargada de la remediación, utilizándose 10-30-10, fertilizante como acelerante orgánico.

Durante la inspección técnica realizada el 21 de mayo del 2002 al proceso de bio-remediación de las piscinas en la plataforma del pozo Parahuacu 3B, se pudo evidenciar que una cantidad extra de sulfato fue adicionada en la trampa de grasa de la plataforma Parahuacu 3B, para precipitar los sedimentos generados por un fuerte aguacero de la noche anterior. Por esta razón, en la trampa de grasa a la fecha de la inspección, se observó gran cantidad de floculante, el mismo que, a través de un cuello de ganso, es descargado al ambiente junto a los fluidos más pesados, quedando el aceite en la superficie por ser más liviano.

Una cantidad extra de sulfato al ambiente puede ocasionar la eliminación de una parte del fito y zoo plantón de la cuenca hidrográfica aledaña al sitio de la plataforma. De acuerdo con el oficio sin número de mayo 22 del 2002, el Jefe de Campo de la compañía sub-contratista menciona que la cantidad adicionada, no genera cambios bruscos en la calidad de las aguas, señalándose que en la actualidad se utiliza en plantas de tratamiento de agua para consumo humano. La cantidad extra de sulfato vertida al ambiente, ocasiona impacto negativo el momento de la descarga, pero por acción de las lluvias constantes en la zona, el impacto fue disminuido.

En el oficio N° 024-CADA-2002 suscrito por el Coordinador Alianzas Operativas D.A. de DYGOIL Cía. Ltda.. se cita que mediante oficio N° DINAPA-CSA-271 02 6841 de mayo 3 del 2002, la Dirección Nacional de Protección Ambiental DINAPA, autorizó los siguientes trabajos:

- Evacuación de aguas de las piscinas conforme parámetros RAOH 12 15
- Configurar la zona con maquinaria pesada para crear espacio suficiente para el “land farming” (tierra para la granja)
- Lodos provenientes de 2 piscinas están dispuestas en land farming.
- Se ha iniciado el proceso de bio-remediación operativo (control de humedad, oxigenación, compactación, temperatura y nutrientes) de 2 piscinas.
- Inicio del proceso de bio-remediación (control de humedad, oxigenación, compactación, temperatura y nutrientes) del lodo del tanque

Durante la inspección técnica realizada por el equipo de Contraloría en mayo 21 del 2002, se observaron trabajos de conformación del land farming, a base de aserrín, que combinado con el suelo utilizado de material de préstamo y los lodos de perforación, conforman los trabajos de bio-

remediación de las áreas aledañas a las plataformas.

2.7.2 DISPOSICIÓN FINAL DE LOS DESECHOS DEL CAMPAMENTO DE GUARUMO

Durante la constatación física por parte del equipo de Contraloría a los trabajos de remediación de suelos de la compañía DYGOIL, se observó que varias oficinas e instalaciones del campamento de Guarumo, pertenecientes a PETROPRODUCCIÓN, están siendo utilizado por la compañía DYGOIL amparados en un convenio suscrito entre las dos empresas.

Se constató que el campamento carecía de una planta de tratamiento de aguas grises y negras, las mismas que se acumulaban en un pozo séptico, el cual al estar completamente lleno, su contenido es trasladado, a través de camiones vacuum, a una piscina de crudo para su disposición final. Posteriormente se determinó que aquella piscina estaba siendo recuperada por parte de PETROPRODUCCIÓN.

El equipo de control durante una reunión de trabajo mantenida con las Autoridades de PETROPRODUCCIÓN y con funcionarios de la compañía contratista expuso los hechos, con el fin de que se adopten medidas inmediatas al respecto, por lo que la compañía contratista procedió a arrendar una planta de tratamiento, cuyo funcionamiento fue constatado por el equipo de control, con lo que se está preservando el ambiente de estas descargas.

2.8 CUMPLIMIENTO DE NORMAS DE SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL DE PETROECUADOR

2.8.1 AUSENCIA DE PLANES DE EMERGENCIA

De las cinco áreas operadas por PETROPRODUCCIÓN, (Auca, Shushufindi, Sacha, Lago Agrio y Libertador), los campo Shushufindi, Libertador, Yuca y Sacha tienen Planes de Emergencia, observándose que la mayoría de las estaciones no cuentan con planes que contengan detalladamente la cantidad de equipos, materiales e implementos de protección personal que se requieren para afrontar una emergencia y la capacitación y adiestramiento del personal de uso de cada uno de ellos.

La filial PETROPRODUCCIÓN, a través de contratos de servicios con empresas proveedoras de mano de obra, se abastece del personal necesario para afrontar casos de emergencia, el mismo que no es permanente y no cuenta con la capacitación debida como lo establece la Norma PETROECUADOR N° SI – 004 publicada en Resolución N° 90165 de Octubre 24 de 1990.

Durante la inspección técnica realizada por el equipo de control a las estaciones de PETROPRODUCCIÓN, se observó que ninguna de ellas cuenta con un equipo básico de implementos contra incendios, para ser usados por los operarios en caso de un siniestro, así como ausencia de partes y piezas fundamentales de los sistemas contra incendios como son los monitores y extintores, los cuales, para el primero de los nombrados han sido enviados a Lago Agrio para su reposición, cuyo trámite no se ha cumplido, en ciertos casos por cerca de un año. Para el caso de los extintores, se observó la falta de un número determinado de equipos, los cuales han sido robados por la falta de seguridades de las estaciones y no han sido repuestos para prevenir cualquier eventualidad.

No existe un mantenimiento adecuado de los equipos de seguridad y de los implementos de protección fundamental, con el fin de garantizar el normal funcionamiento.

En lo referente a entrenamientos y prácticas, no se realizan simulacros de emergencia en forma periódica con la intervención de parte o la totalidad de personas que forman parte del plan y no se cumple con la obligación de realizar un simulacro total, una vez al año.

En el trabajo de campo, el equipo de Contraloría no pudo constatar los simulacros realizados, debido a que éstos se realizan los días miércoles, según información proporcionada por el personal de PETROPRODUCCIÓN. En ninguna instalación se observó la realización de tales prácticas. Así mismo se desconoce de la realización del informe evaluatorio, en el que se refleje el nivel de entrenamiento de las personas participantes y de las aptitudes demostradas, a fin de lograr la especialización del recurso humano, conforme lo estipula la Norma PETROECUADOR SI-004, citada anteriormente.

CONCLUSION

La Unidad de Seguridad Industrial incumple la Norma PETROECUADOR SI-004 referente a Planes de Emergencia, emitida mediante Resolución N° 90165 de octubre 24 de 1990.

2.8.2 ESTADÍSTICA DE INDICES DE ACCIDENTES

La norma PETROECUADOR SI-005, establece los índices de frecuencia, así como la obligatoriedad por parte de los Jefes de las unidades, departamentos, secciones, etc., de llevar un registro y control de los accidentes que se producen en su área, con el fin de establecer las causas y los índices correspondientes y coadyuvar en los trabajos de Seguridad Industrial.

El equipo de Contraloría no cuenta con la información necesaria para determinar si en cada unidad, departamento o sección se lleva un registro de los accidentes. En la unidad ambiental y de seguridad industrial de PETROPRODUCCIÓN en el Distrito Amazónico, se obtuvieron datos sobre los accidentes personales ocurridos, siendo su principal causa los accidentes vehiculares.

Se tiene conocimiento que los costos por los accidentes dependiendo de la causa, son recuperados de la compañía aseguradora o del funcionario causante del siniestro.

2.9 AUSENCIA DE COBERTURA DE SEGUROS EN SINIESTROS

Mediante oficio N° 008-AUD-PPTT de enero 11 del 2002, el equipo de Contraloría solicitó al Jefe del Área de Seguros de PETROPRODUCCIÓN, los contratos por siniestros contra terceros (responsabilidad civil) y por daños ambientales, que la empresa examinada mantiene con compañías aseguradoras, así como las indemnizaciones realizadas. Al respecto el Jefe de Seguros y Garantías de PETROPRODUCCION mediante oficio N° 1784 PPR-FIN-SYG-2002 de abril 1 del 2002, manifiesta que para la compañía de seguros Panamericana no se presentaron reclamos por responsabilidad civil, debido a que el deducible era de US \$ 250.000,00.

El Superintendente del Distrito Amazónico mediante memorando N° 0385 SDA-PIA-CS-2000 de marzo 15 del 2000, dirigido al Superintendente General de Operaciones, emite su criterio respecto a los seguros contratados, cuyo deducible es de US \$ 250.000,00 por responsabilidad civil, en los siguientes términos:

- “1.- La póliza de Responsabilidad Civil tiene establecida una Franquicia Deducible de US\$ 250.000,00 por evento, lo que representa a una tasa cambiaria de S/. 25.000 por cada dólar americano el valor de S/ 6,250'000,000.00, que la filial debe asumir por cada uno de los eventos accidentales, a partir de esta cantidad señalada anteriormente la compañía aseguradora cubrirá los gastos, es decir el exceso de la pérdida sufrida.
- 2.- Es importante basarse en la información estadística que ha sido presentada por el Distrito a través de Control de Siniestros, de por lo menos 5 años atrás, con el objeto de determinar la gravedad e intensidad de los eventos, especialmente por derrames de crudo y/o derivados para fijar o establecer la franquicia deducible. Si bien es cierto la experiencia de otras filiales, establece la necesidad de contemplar una cantidad mayor, no es menos cierto que en lo que se trata de PETROPRODUCCION debería ser más acorde a lo experimentado.
- 3.- Se debe señalar que la póliza que concluyó su vigencia (27-10-97 / 27-10-99) estipulaba una franquicia de US\$ 5.000,00; por lo que se concluye que si era factible conjugar la franquicia con el costo del seguro (prima) para la próxima contratación.”

El ingeniero Marcelo Nieto de Control de Siniestros del Distrito Amazónico mediante memorando N° 023-CS-2002 de enero 29 del 2002, solicita al Coordinador de Protección Integral el envío de las copias de las pólizas de seguros contratadas corporativamente, que están encaminadas a buscar una mayor protección de todos y cada uno de los funcionarios, bienes patrimoniales de la empresa estatal y terceros afectados, a través de la póliza de responsabilidad civil, así como sus respectivos instructivos, con el objeto de llevar un control de las indemnizaciones para estimar las pérdidas vía cuenta de resultados, además enumera 11 memorandos anteriores desde el N° 0028-SDA-PIA-CS-2000 de enero 7 del 2000, al N° 184-SDA-PIA-CS-2001 de julio 7 del 2001, mediante los cuales solicita el envío de la información pertinente.

Cabe reiterar que de los años 2000, 2001 y 2002, no se tiene ningún reporte por concepto de indemnizaciones, ya que el contrato de seguro estipuló un valor deducible de US \$ 250.000,00.

De acuerdo con el reporte del período 1998-1999 preparado por el Jefe de Seguros y Garantías, el 20 de marzo del 2002, se evidencia que la compañía de seguros cubrió indemnizaciones a terceros por un valor total equivalente a US \$ 132.724,17, observándose valores que van desde los US \$ 2.500,00 a US \$ 38.453.21., como se describe en el siguiente cuadro resumen:

POLIZA DE RESPONSABILIDAD CIVIL					
COLONIAL COMPAÑÍA DE SEGUROS S.A. PERÍODO 1998-1999					
FECHA	VALOR EN SUCRES	TIPO DE CAMBIO POR CADA USDÓLAR	VALOR EN DÓLARES US \$	VALORES INDEMNIZACION DÓLARES US\$	VALOR TOTAL INDEMNIZACIÓN US\$
12-Feb-98	40,620,633.80	4,536.67	8,953.84		8,953.84
13-Feb-98	23,400,157.00	4,536.67	5,158.00		5,158.00
27-Mar-98	-	4,659.05	-	5,000.00	5,000.00
13-Apr-98	-	4,659.05	-	3,230.92	3,230.92
22-Jun-98	94,204,171.76	5,232.41	18,003.97		18,003.97
25-Jul-98	203,673,188.00	5,296.65	38,453.21		38,453.21
7-Oct-98	156,175,000.00	6,614.33	23,611.61		23,611.61
15-Jan-99	189,513,546.11	7,112.45	26,645.33	1167.28	27,812.61
1-Aug-99	25,000,000.00	10,000.00	2,500.00		2,500.00
TOTALES	732,586,696.67				132,724.17

Es necesario puntualizar que muchos de los eventos contienen la siguiente denominación: “**Se espera el ajuste por parte de la ajustadora**”, entendiéndose que los valores a ser indemnizados no son proporcionados por PETROPRODUCCIÓN, sino por la misma aseguradora. Además se determina que dentro de este rubro de “**Indemnización por responsabilidad civil**”, únicamente consta el valor entregado a un propietario del predio afectado y no el daño más importante que es, por contaminación al ambiente (suelo, agua y/o aire), daños que la empresa estatal no los cuantifica, ni exige de la empresa aseguradora.

En las Condiciones Particulares de la Póliza, en el artículo 2, referente a la Responsabilidad General Comprensiva (CGL), la póliza menciona que comprenderá pero no se limitará a los siguientes amparos:

- “Responsabilidad por contaminación súbita, no intencionada e inesperada, incluyendo los gastos relacionados con limpieza de superficies.”
- “Gastos incurridos por el Asegurado para disminuir o evitar el agravamiento de los daños, incluyendo los gastos de descontaminación, que de acuerdo con las Leyes y Reglamentos vigentes, el Asegurado esté obligado a efectuarlos.”

Dentro de las exclusiones se observa que la póliza no cubre responsabilidad por:

- “g Contaminación del aire, agua o tierra, a menos que pueda demostrarse con prueba fehaciente, que ello ha sido causado por la inmediata descarga consecuente de un accidente”

La Empresa Estatal tenía la facultad de elaborar el informe correspondiente de cada siniestro, a través de la Unidad de Protección Ambiental y calcular minuciosamente el valor del daño ambiental y el costo de la restauración de cada uno de los componentes afectados, y, exigir a la compañía aseguradora, las indemnizaciones a que tiene derecho.

CONCLUSIÓN

Desde el mes de noviembre de 1999 hasta la fecha de corte del presente, ningún siniestro ha

sido cubierto por los seguros vigentes, debido a que los valores de los 417 eventos suscitados, no superaron el valor de la franquicia, establecida en US \$ 250.000,00. Tampoco ha cubierto la aseguradora, los daños ambientales al suelo, agua y/o aire causados por accidentes y/ o derrames, por cuanto no fueron evaluados y valorados en su oportunidad por la filial PETROPRODUCCIÓN, o por PETROECUADOR, ni fueron reclamados a la compañía aseguradora.

2.10 DERRAMES OCURRIDOS EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

Mediante memorando N° 020-CS-MNA-2002 de enero 14 del 2002, el ingeniero Marcelo Nieto A. de la Unidad de Control de Sinistros del Distrito Amazónico de PETROPRODUCCIÓN, pone a conocimiento del equipo de Control los derrames ocurridos desde 1999 al 2001, en los cinco campos operados por PETROPRODUCCIÓN (Auca, Shushufindi, Sacha, Lago Agrio y Libertador). Indica además las causas establecidas (corrosión, falla de equipo, negligencia y atentado), cuyo resumen se describe a continuación:

CAMPO	TOTAL	AFECTACION A TERCEROS CANTIDAD TOTAL	CAUSA DEL SINIESTRO	CANTIDAD	%	SUPERFICIE CONTAMINADA M2	VOLUMEN APROXIMADO DERRAMADO Bbl
AUCA	28	21	CORROSIÓN	14	50	42,998.00	109.50
			FALLA DE EQUIPO	9	32	3,680.00	89.50
			NEGLIGENCIA	3	11	1,640.00	39.00
			ATENTADO	2	7	210.50	44.00
			TOTALES	28	100	48,528.50	282.00
SHUSHUFINDI	42	13	CORROSIÓN	22	52	23,935.00	191.26
			FALLA DE EQUIPO	12	29	6,276.00	92.39
			NEGLIGENCIA	2	5	148.00	10.00
			ATENTADO	6	14	22,600.00	206.00
			TOTALES	42	100	52,959.00	499.65
SACHA	47	20	CORROSIÓN	8	17	22,150.00	3,642.00
			FALLA DE EQUIPO	15	32	27,627.00	309.00
			NEGLIGENCIA	4	9	217.00	132.50
			ATENTADO	20	43	16,291.00	221.50
			TOTALES	47	100	66,285.00	4,305.00
LAGO AGRIO	16	9	CORROSIÓN	1	6	900.00	350.00
			FALLA DE EQUIPO	5	31	2,140.00	98.00
			NEGLIGENCIA	3	19	1,160.00	33.00
			ATENTADO	7	44	22,225.00	165.00
			TOTALES	16	100	26,425.00	646.00
LIBERTADOR	30	16	CORROSIÓN	11	37	8,814.00	447.00
			FALLA DE EQUIPO	11	37	75,280.00	461.00
			NEGLIGENCIA	3	10	5,400.00	196.05
			ATENTADO	5	17	300.00	15.00
			TOTALES	30	100	89,794.00	1,119.05
GLOBAL	163	79		133		283,991.50	6,851.70
AÑO 2000							

CAMPO	TOTAL	AFECTACION A TERCEROS CANTIDAD TOTAL	CANTIDAD	%	SUPERFICIE CONTAMINADA M2	VOLUMEN APROXIMADO DERRAMADO Bbl
AUCA	45	27	23	51	43,049.00	948.20
			15	33	22,266.00	180.32
			2	4	1,600.00	5.50
			5	11	3,514.00	22.00
		TOTALES	45	100	70,429.00	1,156.02
SHUSHUFINDI	29	7	13	45	2,646.00	372.00
			7	24	51,418.00	47.50
			2	7	480.00	30.00
			7	24	3,235.00	53.00
		TOTALES	29	100	57,779.00	502.50
SACHA	28	9	9	32	8,851.00	27,914.00
			6	21	4,460.00	280.00
			6	21	6,311.00	19.33
			7	25	32,820.00	208.12
		TOTALES	28	100	52,442.00	28,421.45
LAGO AGRIO	9	1	3	33	74.00	21.00
			3	33	2,810.00	0.24
				0		
			3	33	1,556.00	51.00
		TOTALES	9	100	4,440.00	72.24
LIBERTADOR	14	8	9	64	12,460.00	245.00
			2	14	48,800.00	3.00
			1	7	10,000.00	850.00
			2	14	750.00	11.00
		TOTALES	14	100	72,010.00	1,109.00
GLOBAL	125	52	125		257,100.00	31,261.21

AÑO 2001						
CAMPO	TOTAL	AFECTACION A TERCEROS CANTIDAD TOTAL	CANTIDAD	%	SUPERFICIE CONTAMINADA M2	VOLUMEN APROXIMADO DERRAMADO Bbl
AUCA	29	20	12	41	10,800.00	246.50
			9	31	7,324.00	206.50
			2	7	4,080.00	30.00
			6	21	8,372.00	28.50
			29	100	30,576.00	511.50
SHUSHUFINDI	24	13	5	21	1,505.00	28.00
			2	8	330.00	13.00
				0		
			17	71	8,600.00	118.00
			24	100	10435	159
SACHA	30	15	7	23	3,348.00	272.00
			6	20	68,975.00	34.00
			5	17	6,975.00	342.40
			12	40	36,662.00	231.00
			30	100	115960	879.4
LAGO AGRIO	17	3	1	6	210.00	3.00
			6	35	1,413.00	10.50
			0	0		
			10	59	3,830.00	65.50
			17	100	5,453.00	79.00
LIBERTADOR	29	19	10	34	21,180.00	26.00
			6	21	17,610.00	79.60
			4	14	7,580.00	52.30
			9	31	22,180.00	19.00
			29	100	68550	176.9
GLOBAL	129	70	129		230,974.00	1,805.80

De acuerdo a los cuadros que anteceden, se observa que para el año 1999 en el campo **Auca** se

produjeron 28 derrames con 21 afectaciones a terceros siendo la “corrosión” la causa del 50% del total de derrames, seguido por “falla de equipo” con el 32%. En el mismo campo en el año 2000 se produjeron 45 derrames con 27 afectaciones a terceros, la causa más importante es la “corrosión” con el 51% del total, seguido por la “falla de equipo” con el 33%. Para el año 2001 se produjeron 29 derrames con 20 afectaciones a terceros, constituyéndose la “corrosión” como la causa principal de los derrames con el 41%, seguido de la “falla de equipo” con el 31%.

En el campo **Shushufindi** en el año 1999 se produjeron 28 derrames con 21 afectaciones a terceros, de los cuales el 52% es debido a “corrosión”, seguido por “falla de equipo” con el 29%. En el año 2000 se produjeron 29 derrames con 7 afectaciones a terceros, de los cuales el 45% se debió a “corrosión”, seguido por “falla de equipo” y, “atentado” con el 24%. En el año 2001 se produjeron 24 derrames con 13 afectaciones a terceros, de los cuales el 71% se debió a “atentado” seguido por “corrosión” con el 21%.

En el campo **Sacha** se observó que durante el año 1999 ocurrieron 47 derrames, con 20 afectaciones a terceros, cuya causa principal se debió a “atentado”, con el 43%, seguido por “falla de equipo” con el 32%. Durante el año 2000 en el mismo campo se produjeron 28 derrames, con 9 afectaciones a terceros, de los cuales el 32% se debió a “corrosión”, seguido “atentado” con el 25%. Para el año 2001 se produjeron 30 derrames con 15 afectaciones a terceros, de los cuales el 40% se debió a “atentado” seguido por “corrosión” equivalente al 23%, como causas principales.

En el campo **Lago Agrio** durante el año 1999 se produjeron 16 derrames con 9 afectaciones a terceros, de los cuales el 44% se debió a “atentado”, seguido por “falla de equipo” con el 31%. Durante el año 2000 se produjeron 9 derrames, con 1 afectación a terceros, cuyas causas principales se debieron a “corrosión”, “falla de equipo” y “atentado” cada uno con el 33%. Durante el año 2001 se produjeron 17 derrames, con 3 afectaciones a terceros, de los cuales el 59% se debió a “atentado” seguido por “falla de equipo” con el 35%.

En el campo **Libertador** durante el año 1999 se produjeron 30 derrames, con 16 afectaciones a terceros, de los cuales, se observaron la “corrosión” y “falla de equipo” como las causas principales con el 37% cada una. Para el año 2000, se observaron 14 derrames, con 8 afectaciones a terceros, cuya causa principal se debió a “corrosión” con el 65%, seguido por “falla de equipo” y “atentado” con el 14% cada uno. Durante el año 2001 se produjeron 29 derrames, con 19 afectaciones a terceros, cuya causa principal se debió a la “corrosión” con el 34%, seguido por “atentado” con el 31%.

Analizados los tres años, se determina que para el año 1999 en el campo Libertador se produjo la mayor contaminación en la superficie del suelo con un área total para los 11 derrames, de 75.280,00 M2. El mayor volumen derramado se produjo durante el año 2000 y pertenece al campo Sacha con 9 derrames ocasionados por “corrosión”, con una cantidad derramada de crudo de 27.914,00 Bbls.

Durante los 3 años analizados (1999, 2000 y 2001), en los cinco campos, durante el año 1999 se contaminó una superficie total de 283.991,50 M2 con un volumen total derramado de 6.851,70 Bbls. por concepto de derrames. Para el año 2000 se contaminó por derrames una superficie de 257.100,00 M2, con un volumen derramado de 31.261,21 Bbls y en el año 2001, se determinó una superficie total contaminada de 230.974,00 M2, con un volumen total derramado de 1.808,80 Bbls..

De las cifras anotadas anteriormente, se puede apreciar que el año que más se contaminó el suelo fue en 1999 con una superficie total afectada de 283.991,50 M2, y el año que más se derramó fue en el 2000 con un volumen total derramado de 31.261,21 Bbls.

Se puede estimar que la causa más importante de los derrames es por “falla de equipo”, con una superficie contaminada total de 340.409,00 M2. Por el volumen total derramado, la causa principal es por “corrosión”, con un volumen total de 34.815,46 Bbls., habiéndose considerado la suma de los tres años analizados.

A continuación un cuadro resumen:

	TOTAL SUPERFICIE CONTAMINADA M2	TOTAL VOLUMEN DERRAMADO Bbl
CORROSIÓN	202,920.00	34,815.46
FALLA DE EQUIPO	340,409.00	1,904.55
NEGLIGENCIA	45,591.00	1,740.08
ATENTADO	183,145.50	1,458.62
TOTALES	772,065.50	39,918.71

En los reportes de Control de Sinistros del Distrito Amazónico, no constan las cantidades recuperadas del crudo derramado por diversas causas, por lo que se presume que no se recuperó en su totalidad ó, el crudo recuperado no fue de magnitud o importancia, por lo que es posible afirmar que el Estado además de la contaminación ambiental, los daños causados a terceros y costos por limpieza de los derrames, perdió el crudo no recuperado.

AÑO	VOLUMEN DERRAMADO	VALOR POR Bbl. US \$	VALOR TOTAL US \$
1999	6.851,70	8,47	58.033,90
2000	31.261,21	8,47	264.782,45
2001	1.805,80	8,47	15.295,13
VALOR TOTAL US\$			338.111,48

2.10.1 DERRAMES NO REMEDIADOS EN SU TOTALIDAD

Las lagunas del Cuyabeno son consideradas parte de la Reserva de Producción Faunística desde julio 26 de 1979, que abarca una superficie de 603.380 Ha., siendo el sistema hídrico principal constituido por el río Cuyabeno y sus tributarios, encontrándose en el centro de este río un sistema lacustre formado por 14 lagunas.

La principal amenaza de la reserva citada se debe a la actividad petrolera dentro y fuera de la reserva. Como antecedente se puede citar que por la apertura de vías, por la actividad principal de trasteo y perforaciones, se ha ocasionado derrames y deterioro ambiental, aspecto que ha facilitado el asentamiento de colonos, lo que podría significar conflictos sociales a futuro. Esto obligó a que la zona colonizada sea desmembrada de la reserva para ser declarada como Patrimonio Forestal.

Durante la inspección técnica, efectuada por el equipo de control a las lagunas del Cuyabeno el 5 de junio del 2002, se evidenció que las acciones de remediación realizadas por PETROPRODUCCIÓN por un derrame ocasionado en 1994, no ha sido remediado en su totalidad, puesto que la recuperación del crudo vertido al ambiente y recuperado en su oportunidad, no fue trasladado fuera del sitio del derrame para su tratamiento y posterior recuperación, sino que, el crudo recuperado se trató de encapsularlo en fundas plásticas, introduciéndolas en el suelo aledaño al sitio del derrame, lo que produce una constante contaminación producto de infiltraciones y por el accionar de las constantes lluvias. Después de casi ocho años, de ocurrido el derrame, sigue su acción contaminante a las aguas de las lagunas y del río Cuyabeno.

Además, existen derrames ocurridos en el año 2001, que a la fecha se encuentran en proceso de remediación. Según funcionarios de la Unidad Ambiental del Distrito Amazónico, se ven en la imposibilidad de continuar con las labores de remediación, por falta de disponibilidad de materiales, equipos y mano de obra, por la ausencia de recursos económicos disponibles para cubrir estas contingencias.

2.11 VERIFICACION DEL CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL

2.11.1 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

La Norma PETROECUADOR SI-006 "Distancias mínimas de seguridad que deben contemplarse en las instalaciones petroleras" de junio 25 de 1992, dentro de las condiciones generales establece que los requerimientos mínimos de separación entre los diferentes equipos e

instalación, se fijan con los siguientes propósitos:

- Disminuir los daños debido a incendios y/o explosiones de un determinado equipo o instalación, sobre los adyacentes.
- Evitar que las áreas críticas de una instalación, se encuentren sujetas a daños por incendios y/o explosiones que se produzcan en otras áreas.
- Permitir accesos adecuados y seguros para controlar las emergencias.
- Aislar los focos permanentes de ignición, de las posibles fuentes de escape de sustancias inflamables.
- Minimizar daños fuera del límite de la propiedad, por incendios ocurridos en las instalaciones.
- Garantizar un nivel razonable de protección al personal directamente involucrado en la operación de las instalaciones, así como al personal eventualmente presente dentro de las instalaciones.
- Permitir un acceso adecuado para la operación y el mantenimiento de las instalaciones.

En el trabajo de campo, el equipo de Contraloría evidenció que las instalaciones de la compañía DYGOIL, referente al contrato de Alianzas Operativas, suscrito con PETROPRODUCCIÓN, incumple con lo establecido en la norma citada anteriormente, ya que las áreas de proceso y manejo de sustancias inflamables, como los combustibles, están muy cerca de los generadores, con el consiguiente peligro. Además, los extintores están ubicados dentro de los cubetos de protección de los tanques de combustibles, lo que incrementa el riesgo en caso de un siniestro.

Adicionalmente, el numeral 4.1 de la Norma PETROECUADOR SI-007 “Disposiciones de Seguridad Industrial para Contratistas”, emitida en junio 18 de 1990, establece: *“La Unidad de Seguridad e Higiene Industrial respectiva, determinará los elementos de protección personal necesarios para la ejecución de los trabajos”*. El numeral 4.2 dice: *“Es obligación del contratista suministrar a su personal los implementos de protección personal que determine la Unidad de Seguridad Industrial respectiva.”*

De lo citado anteriormente, se determina que existen obligaciones para PETROPRODUCCIÓN y para sus contratistas, en lo relativo a la provisión de implementos necesarios para el personal. En caso de incumplimientos, la Unidad de Seguridad Industrial tiene la facultad de suspender cualquier trabajo que implique riesgo inminente para el personal y las instalaciones y, comunicar del particular a la supervisión del trabajo, pudiendo reiniciarse las actividades, una vez superadas las condiciones inseguras detectadas.

No se tiene conocimiento de que la Unidad de Seguridad Industrial haya paralizado algún trabajo, tanto de PETROPRODUCCIÓN, como de los contratistas por este motivo, a pesar de tener la facultad de sancionar con la suspensión temporal o la rescisión de los contratos en ejecución, sin eximir a los contratistas de las obligaciones o sanciones constantes en las cláusulas del trabajo.

2.11.2 SEÑALES DE SEGURIDAD

Durante la inspección técnica a las estaciones de PETROPRODUCCIÓN, el equipo de Contraloría evidenció la ausencia de letreros, placas y etiquetas de seguridad, que permitan transmitir visualmente un mensaje de advertencia, identificar ciertos peligros y señales de tráfico o indicaciones de restricción o advertencia sobre condiciones peligrosas.

En efecto, los letreros indicativos en las estaciones ubicados estratégicamente, pueden prevenir posibles accidentes, mala utilización de equipos, así como la obligatoriedad del uso de implementos adecuados para prevenir posibles daños a los usuarios.

Se pudo evidenciar rótulos indicativos del manejo de los sistemas contra incendios, los cuales están en malas condiciones y su texto es casi imperceptible a la vista, por el deterioro de los mismos.

Se determinó la falta de cumplimiento de la Norma PETROECUADOR N° SI – 008 “Señales de Seguridad”, expedida mediante Resolución N° 90045 el 11 de mayo de 1990.

De conformidad con el numeral 3.4 de la Norma PE-SHI-009, se establece la necesidad de mantener identificaciones adicionales tales como el nombre o abreviatura del producto, fórmula

química y otros parámetros según convenga, además es necesario identificar sobre la tubería o sobre placas rectangulares adosadas a la tubería. La norma señala que estas identificaciones deben ser claramente legibles, pintadas de color de contraste sobre el color de identificación de la tubería, los textos deben estar a las alturas mínimas, de acuerdo al diámetro del tubo y debe indicarse la dirección de flujo mediante flechas pintadas de color de contraste a cada lado. Se evidenció la falta de cumplimiento de las seguridades citadas, en todas las estaciones.

2.11.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

De acuerdo con la Norma PETROECUADOR SI – 014, emitida mediante Resolución N° 90169 de octubre 26 de 1990, se establece la obligatoriedad de dotación de todos los implementos de seguridad al personal, y a los visitantes que ingresen a las diferentes plantas o instalaciones, quienes recibirán en calidad de préstamo los elementos de protección personal que la Unidad de Seguridad Industrial considere necesario.

El numeral 6.2 de la mencionada Norma, determina que la Unidad de Seguridad Industrial, es responsable de la adquisición oportuna de los elementos y equipos de protección personal, la distribución a los usuarios, el mantener un stock mínimo de seguridad, así como la capacitación del personal sobre el uso y conservación de los mismos. Además, es responsable de la supervisión de la utilización del equipo adecuado, pudiendo solicitar a las dependencias correspondientes sanciones por incumplimientos.

El equipo de control, verificó el incumplimiento de estas normas, observándose que los trabajadores no utilizan todos los implementos de seguridad por pérdida o falta de dotación por parte de la Unidad de Seguridad Industrial.

No se evidenciaron reportes de sanciones hacia el personal por incumplimientos, ni de informes de las unidades reportando incumplimientos en el uso de los elementos.

De la inspección técnica realizada a las estaciones de PETROPRODUCCIÓN, por el equipo de Contraloría, se constató que ninguna de las estaciones cuenta con el suficiente material e implementos contra incendios, incumpliendo la Norma PETROECUADOR SI – 003 Resolución N° 187 de junio 14 de 1996, que en el numeral 8 señala: *“8.1 Para la ejecución de trabajos que requieran protección contra incendio, el responsable de Seguridad Industrial designará y coordinará el personal, equipos y materiales necesarios para brindar la protección respectiva durante su desarrollo”*

2.11.4 AUSENCIA DE COMPONENTES DE LOS SISTEMAS CONTRA INCENDIOS

De conformidad con la Norma PETROECUADOR N° PE-SHI-018 “Sistemas de agua contra incendios para instalaciones petroleras” emitida mediante Resolución N° 92010 de enero 17 de 1992, en el numeral 5.4 “Componentes del Sistema”, se establecen los equipos mínimos necesarios para cada una de las estaciones según su requerimiento.

La Norma comprende sistemas de bombeo con sus respectivos motores de accionamiento, equipos auxiliares, dispositivos de medición del flujo, red de distribución, hidrantes industriales con su espaciado y en número requerido, carretes y gabinetes de mangueras, sistemas de rociadores automáticos, sistemas de agua pulverizada, entre otras.

Durante la inspección técnica realizada por el equipo de control a las estaciones de PETROPRODUCCIÓN, se determinó que no se cuenta con todos los componentes del sistema descrito anteriormente y que los carretes y gabinetes con sus mangueras no son suficientes, están incompletos, no existen o están en malas condiciones. Existen hidrantes incompletos, en los que sus partes y piezas han sido trasladadas a Lago Agrio para su reposición, trámite que dura en algunos casos más de un año; en otros casos han sido sustraídos por la falta de las debidas seguridades en las estaciones y su reposición no se la ha realizado en forma oportuna.

En las estaciones Atacapi y Parahuacu del campo Libertador, no disponen de unidad de reserva, motor y bomba, incumpliendo el literal A de la Norma SH-018 de Seguridad Industrial PETROECUADOR. Según información proporcionada por el Coordinador de Protección Integral, para la estación de Parahuacu, se encuentra en trámite de requisición al exterior.

La estación Central y Norte del campo Shushufindi, así como la estación Lago Agrio Norte y la

Refinería del campo Lago Agrio, no disponen de unidad de reserva, por lo que se determina el incumplimiento del literal A de la Norma SH-018 de Seguridad Industrial PETROECUADOR. Por información proporcionada por el Coordinador de Protección Integral, la requisición al exterior de varios equipos están en trámite. En el mismo trámite se encuentra la adquisición de equipos del rediseño.

La estación Sacha Norte 2 y la Refinería de Lago Agrio, no disponen de una unidad de reserva, por lo que se incumple el literal A de la Norma SH-018 de Seguridad Industrial, PETROECUADOR.

De conformidad con la Norma PE-SHI-019 expedida mediante Resolución N° 92009 de enero de 1992 se establece la obligación de implantar un sistema de espuma contra incendios en las nuevas instalaciones, ampliaciones o modificaciones, así como en las instalaciones existentes cuyo riesgo sea alto.

Durante la inspección técnica realizada por el equipo de control a las estaciones de PETROPRODUCCIÓN, se determinó que todas tienen el sistema de espuma XL-3, excepto las estaciones Culebra y Yulebra del campo Auca y la estación Lago Agrio Central, las cuales no tienen sistemas de control de incendios, incumpliendo las Normas SH-018 y SH-019 de Seguridad Industrial PETROECUADOR.

Para el resto de estaciones, PETROPRODUCCIÓN verifica el contenido del componente principal una vez a la semana, asegurándose de su capacidad mínima y del buen estado de su contenido.

La Norma N° SHI-022 "Sistemas Automáticos de Detección y Alarma de Incendios", emitida mediante Resolución N° 92190 de diciembre 21 de 1992, establece la obligatoriedad de instalar los sistemas automáticos de detección y alarmas contra incendios, en instalaciones con un nivel intrínseco alto, importancia operacional de la instalación, valor del activo y tiempo de reposición en caso de siniestro, riesgo de daños a terceros y disponibilidad de personal para actuación en emergencias y tiempo de respuesta.

Durante el trabajo de campo, el equipo de control evidenció la ausencia de los sistemas automáticos de detección y alarmas contra incendios en todas las estaciones, por lo que se determina que de acuerdo a la calificación por parte de la entidad es considerada como baja.

2.11.5 SISTEMAS DE DRENAJE

La Norma PE-SHI-023 "Sistemas de Drenaje" expedida mediante Resolución N° 93061 en mayo 13 de 1993, establece los requerimientos mínimos de diseño para los sistemas de drenaje en las instalaciones operativas de PETROECUADOR, con el fin de evitar la contaminación y la propagación de incendios que puedan originarse como consecuencia de derrames de líquidos inflamables y combustibles.

La Norma prevé su clasificación de la siguiente manera:

1. Aguas no contaminadas con hidrocarburos, aguas lluvias y aguas contra incendios sobre áreas, tales como:
 - Áreas verdes no desarrolladas
 - Vías de circulación perimetral
 - Estacionamiento de vehículos
 - Techos de edificios
 - Áreas externas a los muros de contención en patios de tanques
 - Otras áreas donde no sea previsible la presencia de derrames de hidrocarburos
2. Aguas contaminadas con hidrocarburos (aguas de lluvias y contra incendio provenientes de áreas normalmente contaminadas con hidrocarburos, así como derrames. Algunas de éstas son:
 - Áreas de distribución de combustibles para vehículos
 - Patios de bombas de transferencia de combustibles
 - Áreas de proceso
 - Islas de carga de tanqueros

- Áreas internas a los muros de contención de tanques de almacenamiento
- Otras áreas con equipos que manejan hidrocarburos.

El drenaje de estos efluentes debe efectuarse a través de tuberías subterráneas en una red diseñada para que el flujo se realice por gravedad. Estos deben estar conectados a un separador.

De conformidad con la Norma, los sistemas de drenaje deben ser impermeables con el fin de evitar fugas de hidrocarburos y otros contaminantes, que podrían alcanzar el nivel freático tras filtrarse en el suelo con la consiguiente contaminación.

La Norma descrita anteriormente contiene componentes básicos como son: sumideros, tuberías subterráneas de drenaje, tuberías laterales de drenaje, tuberías principales de drenaje, canales abiertos, cajas de revisión, sellos hidráulicos, orificios de ventilación, trampas de aceite y separadores.

El equipo de Contraloría, durante el trabajo de campo, constató que todas las plataformas de los campos inspeccionados, Shushufindi, Libertador, Lago Agrio, Sacha y el Área de Yuca, tienen sistemas de drenaje subterráneo para las aguas contaminadas con hidrocarburos, en los sitios que así lo requieren, observándose que se conectan con las trampas de aceite y posteriormente, en ciertos casos, con las piscinas API de las cuales son recogidas con camiones "vacuum" para verterlas en las plantas de tratamiento. En muy pocas estaciones su contenido es reinyectado al sistema propio de la planta para el tratamiento respectivo.

En algunos casos se pudo observar que los cubetos que recogen las aguas contaminadas con hidrocarburos están rotos, sufren fisuras o contienen fallas por arreglos y/o construcciones realizadas, pero aún no terminados.

Se evidenció además que ninguna de las estaciones (Anexo números 1 al 3), cuenta con canales perimetrales abiertos, construidos en hormigón armado asentados sobre una base o replantillo apropiado al tipo de suelo, observándose canales de tierra, sin ningún tipo de recubrimiento impermeable que impida la contaminación por derrame o por otra circunstancia y que recolecte todo su contenido, impidiendo la contaminación del suelo, base de las plataformas.

2.11.6 PREVENCIÓN DEL RUIDO INDUSTRIAL

La Norma N° SI-026 "Prevención del Ruido Industrial", expedida mediante Resolución N° 93171 de octubre 21 de 1993, establece un nivel máximo de ruido permitido para las instalaciones de PETROECUADOR de 85 decibeles durante 8 horas diarias, para el personal de trabajadores que se encuentran en contacto directo con la fuente, además obliga la utilización de elementos de protección auricular.

El Equipo de Control durante la inspección técnica realizada a las instalaciones de PETROPRODUCCIÓN pudo observar el uso de protectores por parte de los trabajadores que laboran en áreas ruidosas; sin embargo, en varias ocasiones, algunos trabajadores dejaban de utilizarlos, según ellos por molestias en su uso. Esta deficiencia puede acarrear efectos nocivos de tipo fisiológico, al inducir la pérdida de las facultades auditivas; efectos psicológicos ya que el ruido puede sorprender, molestar e interrumpir la concentración.

CONCLUSIONES

Del análisis de las Normas de Seguridad e Higiene Industrial de PETROPRODUCCIÓN se determina la existencia de normas suficientes que permiten la ejecución de todos los trabajos con las debidas seguridades para sus trabajadores e instalaciones.

En la mayoría de los casos y hallazgos encontrados, se observó la falta de cumplimiento por parte de PETROPRODUCCIÓN de tales Normas.

En reuniones de trabajo mantenidas con el personal de PETROPRODUCCIÓN durante la etapa de verificación técnica de las instalaciones en el campo, se manifestó la falta de cumplimiento por parte de la entidad, debido a la falta de recursos asignados para el componente ambiental y seguridad industrial.

CAPITULO III “CONCLUSIONES GENERALES”

- 3.1** PETROPRODUCCIÓN, no cuenta con los estudios ambientales requeridos en varios campos.
- 3.2** En los campos evaluados, no se implementan las medidas de prevención y seguridad emitidas en los estudios ambientales contratados.
- 3.3** Las autoridades de PETROPRODUCCIÓN, no exigen la utilización, ni disponen del equipo mínimo requerido para el cumplimiento obligatorio de medidas de seguridad, mantenimiento y otras necesarias, como medidas de prevención de posibles amenazas de riesgos.
- 3.4** PETROPRODUCCIÓN ha incumplido las recomendaciones que constan en los estudios de impacto ambiental de los campos Shushufindi, Libertador y el área de Auca, en lo que tiene relación con participación comunitaria, capacitación, apoyo logístico para campañas médicas, becas a jóvenes, dotación de infraestructura, equipamiento mínimo indispensable de elementos de seguridad contra incendios, equipamiento y dotación para los dispensarios médicos.
- 3.5** En las instalaciones de PETROPRODUCCIÓN, no se cuenta con el equipamiento mínimo indispensable constante en los estudios de impacto ambiental, con la dotación mínima de materiales, insumos y mano de obra para la oportuna actuación institucional en el caso de una emergencia. Se observaron derrames cuya remediación dura más de un año.
- 3.6** El Equipo de Contraloría evidenció la falta de cumplimiento de las normas de seguridad e higiene industrial por la falta de exigencia de los directivos; además, la falta de coordinación con otras instituciones para la elaboración de planes de contingencia, para afrontar en forma conjunta, posibles siniestros.

Se observó entre los moradores de las comunidades, la percepción de una mala imagen de la entidad.

- 3.7** Las Autoridades de PETROPRODUCCIÓN, contrataron la remediación ambiental de piscinas ubicadas en los campos Libertador, Sacha y Lago Agrio con la empresa PECS-IECONTSA, sin considerar la remediación de todas las piscinas de las áreas declaradas en emergencia, sin caracterizar cada una de ellas, sin definir la prioridad para la reparación de las piscinas.

El Vicepresidente de PETROPRODUCCIÓN, al interpretar el contrato suscrito con la firma PECS IECNTSA, en lo referente a la modalidad de pago, incumplió con el artículo 93 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 10 de la Ley Especial de PETROECUADOR y el artículo 4 del Reglamento de Contratación de PETROECUADOR.

- 3.8** La falta de una gestión oportuna por parte de PETROPRODUCCIÓN, impidió que la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas cuente con todos los elementos de juicio, respecto a los informes ambientales que la Entidad Petrolera Estatal debe presentar anualmente.
- 3.9** La compañía DYGOIL no contó con el personal necesario para realizar el control ambiental, en las operaciones y ejecución de trabajos materia de los contratos suscritos con PETROPRODUCCION. El Equipo de Contraloría realizó varias observaciones, las que fueron subsanadas durante el trabajo de campo. La fiscalización no ha realizado un seguimiento oportuno y permanente en la ejecución de los trabajos para exigir a la contratista el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas a la empresa contratista.
- 3.10** PETROPRODUCCIÓN en los contratos suscritos con DIGOIL, incumplió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, al no contar con las aprobaciones ambientales por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, previo al inicio de las actividades.

- 3.11** PETROPRODUCCIÓN en el período comprendido entre el año 1999 hasta la fecha de corte del presente examen, ha asumido todos los gastos por concepto de derrames, remediación ambiental y afectación a terceros, al mantener una póliza de seguros, cuya franquicia deducible es de US \$ 250.000,00, sin que se haya recuperado de la aseguradora valor alguno.
- 3.12** PETROPRODUCCIÓN no cumplió en forma cabal las Normas de Seguridad e Higiene Industrial, por el desabastecimiento de insumos, materiales, equipo y personal. La empresa estatal se encuentra imposibilitada para afrontar cualquier contingencia, como incendio, derrame, etc., de manera oportuna y eficaz.
- 3.13** El índice mayor de accidentes se observó en los vehículos de la entidad, cuyas causas son exceso de velocidad, imprudencia, etc. PETROPRODUCCIÓN no cuenta con controles en las carreteras, ni en los vehículos que aseguren su cumplimiento. Se evidencia la falta de sanciones por ese motivo, así como la falta de concientización de los empleados y trabajadores a través de capacitación e instrucción sobre este tema.
- 3.14** La ausencia de instrucción y concientización ambiental de los empleados y trabajadores de PETROPRODUCCIÓN, así como de sus contratistas y subcontratistas, además de una falta de control y seguimiento del cumplimiento de las normas y reglamentos ambientales vigentes, da lugar a que se produzcan daños al ambiente, por efectos de descargas de sustancias nocivas, así como la utilización de elementos no biodegradables en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera.

CAPÍTULO IV “RECOMENDACIONES”

AL VICEPRESIDENTE DE PETROPRODUCCIÓN

- 4.1** Arbitrar las medidas pertinentes para que todas las estaciones del sistema PETROPRODUCCIÓN, cuente con los elementos de control y prevención de riesgos con el fin de minimizar las posibles contingencias.
- 4.2** Estudiar la posibilidad para reestructurar y fortalecer las Unidades de gestión ambiental, manteniendo la independencia en el control, para lo cual, deberán contar con personal técnico idóneo, en la matriz y en los diferentes campos que maneja PETROPRODUCCIÓN, a fin de que todas las operaciones sean ambientalmente controladas, para preservar el medio ambiente.
- 4.3** En futuros procesos de contratación, que por cualquier causa fueren declarados desiertos o fallidos, dispondrá que se inicien nuevos procesos, sin acudir a la declaratoria de emergencia, que no existió en forma previa, aspecto que evitó pasos obligatorios y se procedió a la contratación en forma directa, sin cumplir con la normativa de PETROECUADOR vigente, acusando vicios de oposición, publicidad y transparencia en los procesos.

AL JEFE DE LA UNIDAD AMBIENTAL

- 4.4** Dar cumplimiento con el contenido de los estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental, divulgando su contenido a todo el personal de la Unidad, con el fin de conservar el medio ambiente.
- 4.5** Ayudar a las diferentes comunidades para la creación de un comité de gestión ambiental con participación comunitaria capaz de programar, monitorear las acciones, evaluarlas y proponer alternativas, en la cual se deberá dar énfasis a la asistencia técnica para cultivos de ciclo corto y fincas agrosilvopastoriles, con sistemas productivos integrados.
- 4.6** Elaborar programas de capacitación en materia ambiental para todo el personal que labora en los campos, con el fin de que sirvan como capacitadores tanto para funcionarios y trabajadores de las empresas contratistas y subcontratistas, así como de las comunidades, con el fin de crear una conciencia ambiental general para evitar daños a las instalaciones y al ambiente.

- 4.7 Establecer un plan de capacitación con líneas alternativas para los finqueros, tendientes a competir en el mercado, apoyando y fortaleciendo a las unidades educativas existentes, formando jóvenes especialistas técnicos para el trabajo petrolero a través de becas y otros incentivos.
- 4.8 Iniciar campañas preventivas en salud, educación y saneamiento ambiental, fortaleciendo a las escuelas existentes, así como apoyando la educación ciudadana referente a la recolección, transporte y disposición de los desechos sólidos.
- 4.9 Fomentar acercamientos con entidades estatales, a fin de obtener y brindar apoyo institucional en cualquier contingencia que se suscitare, así como coordinar acciones con las otras instituciones existentes para optimizar recursos.
- 4.10 Cumplir con los planes y programas previstos, que mediante convenios con las diferentes comunidades, se comprometió a ejecutar, entre otros, obras de infraestructura.
- 4.11 Controlar el cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental, respecto a las compensaciones a las comunidades, mejoramiento de la imagen institucional, definiendo la estrategia y política de comunicación.
- 4.12 Arbitrar las medidas pertinentes para que la Unidad Ambiental del Distrito Amazónico controle el cumplimiento de toda la normativa ambiental en la ejecución de los contratos, tanto de empresas contratistas como de subcontratistas.
- 4.13 Tomar las acciones que sean del caso, tendientes a solucionar en forma definitiva el problema de contaminación que sufre la reserva del Cuyabeno, debiendo extraer del lugar el crudo recuperado, para ser transportado con las seguridades del caso, hacia el lugar adecuado, a fin de dar el tratamiento respectivo y proceder a la limpieza del sitio, con el propósito de recuperarlo totalmente, así como de las otras áreas que necesitan remediación ambiental.

AL JEFE DE SEGUROS Y GARANTIAS

- 4.14 Coordinar con las otras Unidades de PETROECUADOR y las Filiales, a fin de arbitrar las medidas pertinentes para contratar seguros corporativos, con deducibles de acuerdo a la estadística de siniestralidad de esa entidad, con el propósito de cubrir el daño ambiental de los derrames, afectación a terceros y demás gastos que incurra la entidad por roturas de tuberías o cualquier otra contingencia.

AL JEFE DE MANTENIMIENTO

- 4.15 Elaborar un catastro e inventario de todas las tuberías instaladas y que están bajo la responsabilidad de PETROPRODUCCIÓN, con el fin de identificar las que están en servicio y las obsoletas. Estas últimas deberán ser retiradas, con el propósito de prevenir el robo de las mismas y el consiguiente daño ambiental que producen los derrames de crudo retenido. Para el caso de las tuberías en servicio, se procederá a evaluar a través de equipo de alta tecnología como "chancho inteligente" o los existentes en el mercado, el espesor de las tuberías, el grado de oxidación interna, resistencia y los puntos críticos, a fin de proceder a cambiar los tramos debilitados, con mayor riesgo de rotura por desgaste. De igual forma se procederá a evaluar periódicamente los demás componentes del sistema que maneja PETROPRODUCCION.
- 4.16 Establecer un plan de mantenimiento preventivo en todos los campos, áreas y estaciones, a cargo de PETROPRODUCCION, incluyendo labores de limpieza de canales recolectores de agua, trampas de aceite y demás elementos del sistema, a fin de cumplir lo establecido en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarbúferas y las medidas de mitigación y emergencia constantes en los Estudios de Impacto Ambiental.

AL DIRECTOR FINANCIERO

- 4.17 Considerar en el próximo presupuesto, los recursos económicos requeridos, a fin de proveer los equipos e insumos necesarios para contar con el equipamiento mínimo en

cada una de las estaciones, con el propósito de cumplir con las recomendaciones relativas a las medidas de mitigación, contingencia y seguridad contempladas en los planes de manejo ambiental, el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, Leyes de Seguridad e Higiene Industrial y demás normativa vigente.

AL JEFE DE LA ASESORIA JURIDICA

- 4.18** Disponer a todos los integrantes de esa Unidad la exhaustiva revisión de los proyectos de contrato, de las preguntas y respuestas de los oferentes, en el proceso precontractual y, previo la suscripción de los mismos, el análisis prolijo del texto del documento contractual a ser escriturado, a fin de evitar incongruencias, que originan problemas en la administración y fiscalización de obras o servicios, sujetándose a los procesos previstos en las leyes y reglamentos de PETROECUADOR.

Ing. Hernán Estupiñán Maldonado
DIRECTOR DE CONTROL DE OBRAS PUBLICAS

ANEXO N° 1**OBSERVACIONES REALIZADAS AL CAMPO SHUSHUFINDI**

Actividades a realizarse	Periodicidad y reportes
Comprobación del equipo y puesta en funcionamiento	
Simulacro una vez al mes	No se tiene conocimiento de cuantas veces al año se hacen. Según información del personal de campo, la periodicidad es de 2 veces al año.
Limitación económica para la espuma flúor proteínica	No se tienen reportes sobre la utilización de espuma para los simulacros.

SISTEMA DE ALERTA TEMPRANA

Sistema sonoro de emergencia	No se observó su existencia.
------------------------------	------------------------------

SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

ESTACION CENTRAL	
Carro bomba, modelo 90, no funciona al 100% de capacidad	Sigue el mismo carro bomba de 1000 gls. De agua y 500 gls XL3, 1.350 libras de QS químico
Brigada de protección contra incendios, 5 hombres permanentes con todos los elementos de vestuario	Existe un solo hombre permanentemente en la estación de bomberos en turnos de 8 horas. Los elementos de vestuario son para 5 hombres
Brigada de ataque y protección contra incendios PETROPRODUCCION	3 operadores, 2 de turno. Tienen equipos contra incendios en la estación. La brigada de ataque y protección contra incendios en caso de haberla, se conforma con cuadrillas de trabajadores de contratistas para que presten su contingente. No existe en PETROPRODUCCIÓN una brigada permanente.

Dispensario médico	Para toda el área de Shushufindi, un médico por turno. Se verificó que durante el cambio de turno el dispensario se queda desprotegido. Por ejemplo el 23/01/01, el Equipo de Contraloría constató la ausencia del médico por cambio de turno desde las 9h00 a las 16h00
Control de generación Shushufindi. Potencia instalada 12,75 MW	Existen rótulos de peligro, área ruidosa, dos extintores de 120 lbs y 20 lbs. en planta baja
Bombas ACT	1 extintor de 20 lbs., no existe rótulos explicativos
Área de químicos	Está goteando el dispensador de químicos.
Bombas de re-inyección de agua	Tanques de combustible con cubetos con diques de hormigón y piso recubiertos de geomembrana, con una parte sin recubrimiento.
Planta de tratamiento	3 piscinas cubiertas de geomembrana en malas condiciones, 1 piscina sin geomembrana. Tanque con piscina extra.
ESTACION Aguarico	
Equipo de seguridad industrial contra incendios	La estación no cuenta con ningún equipo de seguridad industrial contra incendios para la protección de sus operarios, excepto de una manta contra incendios.
Tanques de almacenamiento de crudo	Paredes de los diques de hormigón, piso del cubeto de tierra sin impermeabilizante
Extintores	De polvo químico seco de 30 lbs, y 150 lbs. El mantenimiento se lo realiza en forma mensual.
Canales recolectores de Aguas Iluvias	Se observó crudo en los canales recolectores. Falta mantenimiento y limpieza permanente
Área de químicos	3u., tanques de 300 gls. c/u. con fugas en los dosificadores. Faltan rótulos explicativos de los químicos y equipo de seguridad. Existe rótulo de "líquidos inflamables", no cuenta con extintor en ésta área. Otra área de químicos tiene 1 tanque de 300 gls. Y sus condiciones están igual al anterior.
Compresor de gas	Cuenta con 2 hidrantes de agua y espuma, 1 extintor de 30 lbs revisado en dic./01, la revisión debe ser en forma mensual. El canal recolector de agua lluvia se encuentra tapado con crudo y tierra.
Separador de PETROINDUSTRIAL	Sin servicio, sigue conectado y sólo está cerrada la llave de paso.
Separadores de PETROPRODUCCION	Uno en mantenimiento de prueba, existen además 1 de 15000 bbls. y 1 de 35000 bbls. El piso se encuentra sucio de crudo. Se produjo un incendio en enero del 2002, del cual se puede apreciar los tubos sin recubrimiento de pintura.
ESTACION NORTE	
Tanque de combustible (diesel) para generador	Existe un cubeto para contener posibles derrames con paredes de hormigón y piso de tierra.
Tres generadores de energía de re-inyección de agua	Existe una piscina que puede contener eventuales derrames de químicos, está a cielo abierto, y está llena de agua. El filtro del retro-lavado sin mantenimiento
La piscina API	Está fuera de servicio
Equipo de uso personal contra incendios	No existe equipo contra incendios que proteja a los operarios en caso de un siniestro

ESTACION SUR	
Sistema bombeo: bomba eléctrica, bomba a diesel con reserva combustible	El sistema tiene problemas de válvulas, perdiendo agua por los monitores
Químicos	Pérdida de líquidos, sin rotulación y sin mantenimiento
ESTACION SUROESTE	
Equipo contra incendios	No existe equipo contra incendios para protección de los operarios, en caso de un siniestro.
Tanques de almacenamiento	Tienen diques de hormigón, piso de tierra, 4 monitores de agua espuma. Rotulación en mantenimiento Falta de seguridades de las tuberías de gas, agua y línea de producción, manifolds y separadores de producción. Un extintor de 150 lbs. verificado en diciembre del 2001. Un monitor agua espuma. Falta mantenimiento de otros rótulos.
Tres separadores, uno de 35.000bbls y 2 de 20.000bbls.	El piso está recubierto de crudo. Existen dos monitores agua espuma
Piscinas API fuera de servicio	Llenas de agua y residuos de crudo
Cerramiento perimetral de la estación	Cerramiento de malla roto, ingreso de ganado a los terrenos de la estación. No existen cunetas perimetrales.
Sección químicos	No existen rótulos de modo de uso, peligrosidad y utilización. Existen fugas por los dispensadores
Compresor a gas en reparación	Dos extintores de 150 lbs., revisados en diciembre del 2001 y uno de 30 lbs. Se cuenta con dos monitores de agua espuma
Miniplanta de PETROPRODUCCION	Sin funcionar
RELLENO SANITARIO 23/01/02 9h12 am	
Disposición final de desechos sólidos	Relleno de gran cantidad de baterías de Níquel, Cadmio, (aproximadamente 16u) provenientes de acondicionadores de aire y centrales telefónicas. Las mismas están rotas y a cielo abierto, recibiendo el agua lluvia y trasladando su contenido hacia una piscina de oxidación, de ésta a otra y luego al medio ambiente.

ANEXO N° 2**AREA LIBERTADOR**

	ACTIVIDAD A DESARROLLAR	OBSERVACIONES
a)	Implementar la inyección de los efluentes de descarga de los tanques de lavado previo su tratamiento	El sistema de re-inyección no se ha procedido a implementar en todas las estaciones.
b)	Impermeabilizar las trampas de sumidero que tienen lecho de tierra	Algunas de las trampas todavía siguen de lecho de tierra
c)	Monitoreo más frecuente de los espesores de las tuberías que transportan crudo constatando los resultados por cuantificación de calibración de los equipos utilizados	No se ha realizado la calibración de las tuberías a través del chancho inteligente ni a través de algún otro mecanismo.
d)	Capacitación y adiestramiento continuo del personal de operación y mantenimiento para que sus actividades sean desarrolladas en su oportunidad y con eficiencia para disminuir la posibilidad de contingencias por fallas humanas	No existe un plan de capacitación para el personal de trabajadores y funcionarios de Petroproducción, subcontratistas y la población.
e)	Implementar la recuperación de gas de proceso que actualmente se quema en las teas, para optimizar su utilización	No se ha implementado un sistema de recuperación del gas para la optimización de su utilización.
f)	Efectuar mantenimiento a los soportes de tuberías y control de maleza en las franjas de servidumbre de las mismas con mayor periodicidad	Se observó la falta de mantenimiento de los canales recolectores de aguas lluvias de las estaciones.
g)	Diseñar y construir piscinas de tratamiento de efluentes (decantación, bio-remediación) para evitar contaminación en ríos y esteros, igual para tratamiento de suelos contaminados por hidrocarburos	Se están utilizando en algunas de las estaciones las piscinas API, cuyo contenido se dirige a un tanque, del cual se extrae el crudo con tanqueros vacuum.
h)	Incrementar señalización de los ductos y ubicación de pozos de producción	No existe la suficiente señalización con el debido mantenimiento
i)	Desmontar tuberías de pozos que no se encuentran en producción y que tienen almacenado crudo que por corrosión son foco de contaminación	No se ha dado cumplimiento, tampoco existe un inventario de las tuberías que no están siendo utilizadas ni se las ha retirado. Al mantener las tuberías vacías conectadas, aumenta el riesgo de que estas sean robadas, ocasionando derrames de fluido residual al ambiente.
j)	Implementar los puntos de control con revisión mensual y horarios de las condiciones de ríos y esteros	No se realiza una revisión mensual de los puntos de control, no existen reportes del monitoreo de las condiciones de los ríos y esteros.
k)	Establecer procedimientos de mantenimiento y operación que incluyan los permisos de trabajo (uso de equipo o sistemas) para poder efectuar el trabajo, con el fin de reducir posibles fallas humanas	Al mantener tercerización de servicios, PETROPRODUCCION no ha extendido los respectivos permisos de trabajo ni ha realizado entrenamientos constantes que ayuden a prevenir fallas humanas.
l)	Implementar un programa de mantenimiento predictivo y formativo, con un sistema de administración del mantenimiento que controle órdenes de trabajo, respuestas, cartas, etc.	Se desconoce la periodicidad de los programas de mantenimiento predictivo y formativo.
m)	Establecer una comunicación permanente entre los diferentes estamentos encargados de las diversas etapas de las operaciones y mantenimiento	Se mantienen reuniones diarias para conocer y resolver problemas.
n)	Establecer incentivos económicos para el personal de las estaciones con el fin de crear conciencia respecto a la prevención de contingencias	El personal de apoyo para las contingencias pertenece a empresas privadas que prestan servicios a PETROPRODUCCIÓN, por lo que no es

		aplicable.
ñ)	Revisión y mantenimiento periódico del estado de los equipos de superficie o colocar sistemas de seguridad a todas las válvulas a las que tienen accesos terceros	Se realiza un plan anual de mantenimiento de los equipos.
o)	Colocar candados en todas las válvulas o los que tienen acceso a terceros	No se ha cumplido, siendo imprescindible el impedir el acceso a terceros los que pudieran ocasionar algún daño.

OBSERVACIONES A LAS MEDIDAS DE PROTECCION DE LAS LINEAS, CAMPO LIBERTADOR

	Actividad a desarrollar	Observaciones
a)	Son necesarias obras de protección en lugares puntuales y no a todo lo largo del trazado	No existen protecciones en los lugares puntuales y que pudieran dar lugar a riesgos de accidentes con roturas de tubería.
b)	La frecuencia de cruces de las tuberías secundarias por las vías secundarias puede dar lugar a colapsos de las mismas si no están más profundo de 0,60 m.	A pesar de no haberse reportado derrames o colapsos por este concepto, es necesario cumplir la especificación
c)	Las estructuras llamadas H de soporte de tuberías en depresiones y cruce de ríos, deben tener un sistema de mantenimiento periódico. En algunos casos se observó un deterioro de estos soportes. No se advierten problemas de socavación que afecten la cimentación	No se reporta la periodicidad del mantenimiento dado a las estructuras H.
Estación Secoya N° 1	Proveer al Área de Libertador un stock completo de repuestos para cambiar adecuadamente las partes que han cumplido el tiempo de trabajo (Estación Secoya) Sucumbíos	No se ha provisto de stock completo de repuestos aduciendo falta de presupuesto.
Estación Secoya N° 1	Respecto al sistema de almacenamiento que está compuesto por 3 tanques: 1 de 37 m de diámetro y 2 de 135.2 m., se encuentran en buen estado, el tanque de lavado tiene en la base un drenaje que se corroe rápidamente por sus condiciones. Los diques de contención tienen un volumen superior al 110% del almacenado, sin embargo si se produjera una rotura instantánea, la onda podría sobrepasar la altura de los diques actuales, lo que causaría daños a las instalaciones. La estación cuenta con 2 tanques de almacenamiento de agua de 2.800 y 5.000 bls	No se ha realizado ninguna actividad respecto a las observaciones emitidas en el informe.
Estación Pichincha N° 2	Es considerada de alto riesgo, produce Gas Lift. El sistema de transferencia es de envío de crudo a la estación Secoya Su condición es regular. Se encontraba en proceso de rediseño Cuenta con un tanque de almacenamiento de agua de 3.000 Bls	No cuenta con el equipamiento mínimo para un eventual incendio.
Estación Atacapi N° 3	Tiene 2 separadores, 1 tanque de lavado, 2 mecheros, 2 piscinas de quemado recubiertas con geomembrana, en las cuales parte del recubrimiento ha sido extraído, y diques de contención de tierra premezclada con crudo que se encuentran en mal estado, por lo que no serían suficientes para contener el crudo en un eventual derrame. La estación no cuenta con almacenamiento de agua	No se ha solucionado todavía la falta de las medidas precautelatorias, como el almacenamiento de agua contra incendios.

	contra incendios. Su condición es regular	
Estación Parahuacu N° 4	Esta estación bombea su producción de crudo de 1.763 bbls diarios directamente a Lago Agrio con un sistema de transferencia de dos bombas, una eléctrica y una a diesel. Cuenta con un tanque de almacenamiento, diques de contención de tierra en mal estado y piedra bola. 2 mecheros y piscina de quemado En esta estación no se utilizan químicos. Por su tamaño y volúmenes es considerada como bajo riesgo Cuenta con un tanque de almacenamiento de agua contra incendios de 300 bls	No se ha dado mantenimiento a los diques, los cuales siguen en mal estado.

Observaciones al sistema de identificación de acuerdo a su contenido y peligrosidad:

Zona	Color	Contenido	Observaciones
1	Rojo	Tanques de lavado de crudo (deshidratación) y estabilización de petróleo y almacenamiento de diesel y gasolina (Combustible)	No se cumple
2	Azul	Separadores de gas, petróleo, agua, cabezales de amortiguamiento y envío de crudo a los separadores (Manifold)	Son de color negro
3	amarillo	Patio de bombeo de transferencia de petróleo neto	No se cumple
4	Verde	Generadores de electricidad, turbinas a gas o grupos electrógenos	No se cumple
5	Gris	Piscinas gravitacionales de recolección de efluentes del drenaje principalmente del tanque de lavado, drenaje interno y perimetral de la estación de aguas lluvias o piscinas de quemado del gas no usado	No se cumple

ANEXO N° 3**AREA YUCA**

Estación	Observaciones
Yuca Sur 2	<p>Es una mini estación de producción que opera desde 1985. El manifold controla la producción de los pozos Yuca Sur 1 y Yuca Sur 2. Uno de los flanders del sistema no dispone de todos los pernos requeridos.</p> <p>La descarga de la bomba de transferencia está equipada con un amortiguador inadecuado lo que representa un alto grado de vulnerabilidad del equipo dentro de la operación.</p> <p>El ayudante de producción no dispone de un radio para comunicación y la descarga de fluido la realiza en horario acordado previamente con el ayudante de Palanda 1.</p> <p>El muro de protección de los tanques de almacenamiento de petróleo no es adecuado y tiene algunos canales que permitirían el drenaje de petróleo en caso de derrame.</p>
Culebra 1	<p>Opera desde 1981. Su nombre lo obtiene del pozo Culebra 1 que se encuentra dentro de la locación.</p> <p>Varias bridas en el área del manifold y en el torpedo de la descarga no cuentan con todos los pernos, lo que incrementa la vulnerabilidad a las contingencias.</p> <p>Los 2 tanques de almacenamiento de fluido están protegidos por un muro de cemento, aunque el drenaje está dirigido hacia la carretera.</p> <p>El área del tanque de diesel no tiene muro de protección contra derrames.</p>
Yulebra 1	<p>Opera desde 1895. Toma el nombre del pozo Yulebra 1, ubicado dentro de la locación.</p> <p>Existe el antecedente de un incendio que ocurrió en 1997, debido a una fuga no controlada a tiempo.</p> <p>Se cuenta con un tanque de emergencia de 1.500 barriles. El gas separado durante el proceso es enviado al quemador.</p> <p>Los amortiguadores de las descargas de las bombas de transferencia no son los adecuados e incrementan el grado de vulnerabilidad del sistema.</p> <p>La energía eléctrica generada en esta estación abastece a los pozos Yulebra 1 y 3.</p> <p>El tanque de diesel no dispone de muro de protección contra derrame.</p> <p>A la entrada de la estación se mantiene una piscina con petróleo, sin material impermeable en su base y podría desbordarse como consecuencia de las lluvias.</p>
Mini estación de Generación Eléctrica Yulebra 2	<p>En el área de generadores se detectó que existe contaminación de diesel, cuando se realizan los cambios de filtro, debido a que la operación se realiza fuera del sistema de canales y sumideros</p> <p>El tanque de diesel no tiene un muro de protección contra derrames.</p> <p>Existe una piscina de petróleo junto al material de mantenimiento de carreteras que está drenando continuamente hacia el pozo.</p> <p>El cerramiento de generadores eléctricos no tiene candados de seguridad, lo que podría convertirse en una amenaza al sistema.</p>
Anaconda 1	<p>Opera desde 1991, debe su nombre al pozo Anaconda 1, emplazado dentro de la locación.</p> <p>Su producción total es de 1.550 bls diarios.</p> <p>El manifold no dispone de todos los pernos requeridos lo que incrementa el grado de vulnerabilidad.</p> <p>Las bridas usadas en la instalación de una válvula block, no tienen todos los pernos requeridos.</p> <p>Se observó el uso de una tubería flexible, que no es la recomendada en este tipo de operación.</p> <p>Presenta una ligera fuga del tanque de 500 bls en su base, debido probablemente a picadura por corrosión.</p> <p>Las descargas de las bombas de transferencia utilizan amortiguadores inapropiados, lo que incrementa el grado de vulnerabilidad.</p> <p>Los muros de protección de los tanques de almacenamiento no son adecuados y tienen canales que permitirán el drenaje de petróleo en caso de derrame.</p> <p>El área del generador está contaminada con aceite quemado, que se derrama cuando se realiza el mantenimiento del motor, debido a la inexistencia de un canal y sumidero. Además, el muro de protección del tanque de diesel está en malas</p>

	<p>condiciones, razón por la cual el diesel derramado drena hacia la quebrada adyacente.</p> <p>Junto al quemador de gas hay una piscina de petróleo sin material impermeable en su base, es muy pequeña y drena constantemente hacia la quebrada adyacente.</p> <p>Los tanques de químicos no disponen de muros de protección contra derrames.</p>
Palanda 1	<p>Opera desde 1991, debe su nombre al pozo Palanda 1, que está dentro de la locación.</p> <p>La producción es almacenada en un tanque de prueba de 300 barriles y otro tanque de lavado de 1.500 barriles, dependiendo de su posición operativa.</p> <p>El muro de protección de los tanques no tiene material impermeable en su base, además tiene un canal que permitiría el drenaje de petróleo en caso de derrame.</p> <p>La piscina de agua de formación del tanque de lavado, no tiene material impermeable en su base, es muy pequeña y con las lluvias se desborda drenando hacia la quebrada adyacente. Igual problema tiene el área del generador.</p> <p>El área del transformador no tiene cerramiento, lo que constituye una potencial amenaza al sistema.</p> <p>El quemador no tiene piloto y cuando se apaga, no se dispone de pistola para encenderlo, lo que pone en peligro la integridad de la persona que enciende el mechero. Es debido a que el tanque de lavado se queda sin nivel.</p> <p>La mayoría de los pozos no tienen contrapozos, razón por la cual, el área está contaminada con aceite, debido a los trabajos de reacondicionamiento a los que están sometidos durante su vida útil. Aunque algunos pozos tienen contrapozo (Yuca 1) su capacidad de recibir fluidos durante los trabajos de reacondicionamiento es limitada. Todos los pozos tienen válvulas de control a la salida de flujo, pero no todos disponen de válvula check.</p> <p>En el pozo Anaconda 4 se detectó un ligero liqueo en la válvula lateral.</p> <p>Las áreas de generadores se encuentran contaminadas con aceite quemado, proveniente de los motores, cuando se realizan labores de mantenimiento.</p> <p>No existen candados de seguridad en los cerramientos para los paneles de control y transformadores eléctricos, lo que podría convertirse en amenaza para el sistema.</p> <p>Líneas de flujo y transferencia:</p>

ANEXO N° 4**VARIAS ESTACIONES**

ESTACIÓN PUCUNA FECHA INSPECCIÓN N° 1: 24-01-02			
FECHA INSPECCION N° 2 : 12-03-02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Sistema contra incendio	Extintores	2 u. de 20 lbs	
		2 u. de 150 lbs	Se robaron 2 extintores hace 2 años.
	Pruebas del sistema contra incendio	2 veces por semana, martes y miércoles	No se evidenció que tales pruebas se hayan realizado
Ropa de seguridad contra incendios			No existe ningún tipo de protección para el personal en caso de incendio.
Trampas de aceite	2 piscinas		En funcionamiento. Falta mantenimiento y limpieza
Cerramiento general			No existe cerramiento perimetral completo. No existe seguridad puesto que se robaron extintores
Tanque de combustible diesel de 25.000 gls.	Para abastecimiento de los equipos de la estación		Se encuentra fuera del perímetro de la estación, sin las debidas seguridades, sin cerramiento, al alcance de cualquier persona extraña a la estación. Foto N° 10
Sistema de reinyección			No tiene sistema de re-inyección
Piscinas API	Reciben todos los líquidos. Se utiliza vacuum para liberarlas de crudo		Se está enviando al ambiente los líquidos, porque no tiene sistema de re-Inyección
Canal perimetral	De tierra		Con contenido de crudo
Diques de los cubetos de los tanques de almacenamiento			Está roto el dique del cubeto del tanque de lavado. Foto N° 9. El cubeto del tanque de almacenamiento no tiene monitores de agua espuma perimetral, porque se los enviaron a Lago Agrio para su reposición. Han transcurrido 2 años y aún no han sido devueltos.
Sistema de re-inyección			No se está reinyectando, tampoco se tiene proyectado ejecutar sistemas de re-inyección.
Protecciones			Faltan tubos de protección en los puntos más vulnerables. Falta señalización. Los químicos están goteando. Falta limpieza de los canales recolectores.

ESTACIÓN PARAÍSO FECHA DE INSPECCION N° 1: 24-01-02

ESTACION PARAÍSO FECHA DE INSPECCION N° 2: 11-03-02

Producción diaria: 3.300 bbls.

CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Sistema contra incendio	Extintores	3 u. de 20 lbs. 3 u. de 150 lbs.	Dos se robaron

	Monitores	2 4 u. de espu ma 4 u. de agua	Sistema de agua – espuma XL 3
	Pruebas contra incendio		No se evidenció que tales pruebas se hayan realizado con la periodicidad establecida. No existe ningún tipo de elemento de protección contra incendio para los operadores. El techo de la sala de máquinas, sin bajantes de AA.LL.
Piscinas de crudo			Se mantiene 2 piscinas con crudo, sin impermeabilizante en la base y 1 de agua, con la consiguiente contaminación al ambiente. No tiene sistema de reinyección.
Químicos			Sin rotulación indicativa. Se está perdiendo hacia el suelo por gotera en dispensador. Falta de mantenimiento de las cunetas. Agua en la cubierta de la caseta.
Tanques de almacenamiento de crudo	3 tanques de crudo, 2 de 12.590 bbls y de lavado	4monitores agua 4 monitores espuma 2 monitores hidrantes de agua	Los diques son de Hormigón, el piso de tierra, falta mantenimiento.
Rotulación			Falta rotulación en toda la estación
Cerramiento perimetral			No cuenta con un cerramiento completo que proteja a toda la estación.
Piscinas API			Se encuentran limpiando las piscinas API
Tanque de lavado			Se encuentra lavando el tanque y se está descargando al ambiente porque la tubería de desfogue está taponada. Se conduce a través de un canal de tierra, contaminando el ambiente.
Sistema de re-inyección			El sistema de re-inyección no está en funcionamiento todavía. Se considera como pozo re-inyector el Paraíso 9. El reacondicionamiento está listo, se está tendiendo la línea de transferencia de 6”.
Piscinas de crudo			Las piscinas de crudo no tienen impermeabilizante y están contaminando el medio ambiente. El dique de una piscina colapsó el dique y contaminó el agua del pantano aledaño y estero.
Nuevo tanque de almacenamiento de 18.000 bbls			No existen monitores de enfriamiento en el área del tanque.
Departamento Ambiental			Seguridad industrial pertenece a Sacha. No existe en Coca un departamento ambiental.
Operadores			Total 4 operarios de PETRO + personal de compañías contratistas.

ESTACION PINDO (PETROLEOS SUDAMERICANOS) FECHA INSPECCION: 12-03-02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Tanque de lavado			Se sacó los sedimentos del tanque de lavado, se cavó en tierra un hoyo, se pusieron los sedimentos en el hoyo y se tapo con tierra.
En la carretera de acceso a Pucuna En la Y			Se rompió una válvula de la línea de Kerr McGee, PETROPRODUCCION está arreglando y facturará a la empresa

ANEXO N° 5**AREA SACHA**

ESTACION SACHA NORTE 1 FECHA DE INSPECCION: 24-01-02			
CONCEPTO	Equipos y otro	Especificación	OBSERVACIONES
Sistema contra incendio	Extintores	11 u. de 20 lbs 4 u. de 150 lbs	Ubicados en sitios estratégicos
	Sistema agua – espuma XL3	3.300 gls. espuma 1500 Bbls. De agua	Existe un rótulo indicativo del modo de uso y/o procedimiento para el sistema contra incendios.
Tanques de almacenamiento	1.500 Bbls		Se está reparando y pintando el tanque de reposo. Tiene diques de hormigón y el piso de tierra sin recubrimiento
Piscinas API			Se envía el agua hacia las piscinas API, las mismas que están en reconstrucción por lo que se envía al ambiente sin ningún tratamiento.
Centro de entrenamiento contra incendios	Se han utilizado por 2 ocasiones		En octubre y el 20 de diciembre del 2001, se utilizaron estas instalaciones.
Químicos			Se está perdiendo los químicos por el dispensador. No existe rotulación del tipo de químicos, su peligrosidad y modo de uso y en caso de accidente medidas para mitigar efectos.

ESTACION SACHA NORTE 2 FECHA DE INSPECCION 25-01-02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Tanques de almacenamiento	Almacenamiento 15.121 Bbls. Lavado 12.500 Bbls Almacenamiento que no está en operación 10.000 Bbls.		Cubetos que contienen el 110% del contenido de los tanques. Diques de hormigón, piso sin impermeabilizante, suelo natural, falta de mantenimiento.
	Tanque nuevo sin servicio todavía		Cubeto de tierra, sus diques de tierra en forma de barrera de piedra sin impermeabilizante
Sistema contra incendios	Tanque de espuma XL3 Tanque de agua	400 gls. 1500 Bbls.	Lleno 50% del contenido.
Seguridades perimetrales	Cerramiento de malla total		El cerramiento de malla es total. Falta una cuneta perimetral

Rotulación			No existen rótulos explicativos en cada área de la peligrosidad, del uso de elementos de protección.
Ampliación	Se está ejecutando una ampliación		No existe línea para monitores de agua y espuma, contra incendios en la ampliación.
ESTACION SACHA CENTRAL FECHA DE INSPECCION: 12-03-02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Tanque de agua contra incendios	1 de 4.146 bbls 30 pies de altura		Lleno 90% de su capacidad.
Tanque y motor de espuma oxidante	1 de diesel 1 eléctrico	Tanque de espuma XL3 de 2.300 gls.	Rotulación explicativa de modo de uso, en mal estado. Sistema contra incendios para tanque de lavado, reposo y almacenamiento. Espuma oxidante y antioxidante, con distribuidor múltiple.
Tanques de almacenamiento crudo	3 funcionando y 1 en reparación	Tanque de reposo: 41.970 bbls Tanque N° 2 100.000 bbls Tanque lavado en reparación	Total monitores contra incendios: 9u. Total hidrantes para mangueras: 30 unidades aproximadamente. Casetas con mangueras: 3u. Los cubetos que contiene a los tanques, tienen diques divisorios de tierra. Existe maleza en los mismos.
Dispensario médico	Equipado con lo indispensable		No hay ambulancia.
Manifolds			No tiene protecciones de los manifolds.

ESTACION SACHA SUR FECHA DE INSPECCIÓN: 25-01-02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Sistema contra incendios	Grupo de 2 motores: 1 eléctrico y 1 a diesel		Se tiene establecido una prueba mensual. No existen reportes de las pruebas de funcionamiento que se hayan realizado.
	Extintores		La última fecha de revisión es diciembre/01.
	Monitores		Hay fuga en los monitores de agua espuma.
Manifolds	Está en funcionamiento		No existe ninguna protección que impida que los vehículos puedan chocar con los manifolds.
Separadores			No existe protección en el área de los separadores.
Área de químicos			No existe rotulación explicativa del grado de peligrosidad de los químicos. Equipo mínimo de protección para su manipulación. En el dispensador se encuentran fugas de químicos
Cubetos de tanque de lavado			En el tramo comprendido entre el nuevo separador y el tanque de lavado, existe un paso de tubería (hueco) por el dique que no está sellado en 2 partes.
Tanques de almacenamiento y lavado	Lavado: 24.000 bbls. Reposo: 24.600 bbls.		Diques del cubeto de hormigón, piso de tierra, sin mantenimiento. Hay fuga en la bomba del tanque de reposo al tanque de lavado, contaminando el suelo.
Aguas lluvias recogidas en la plataforma			No existe un tratamiento previo para las aguas lluvias que se recolectan en la estación, las mismas que van al ambiente.

SACHA 36 "ESTACION RESERVA" FECHA INSPECCION: 25/01/02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Tanques de almacenamiento de crudo	2u. de 500 Bbls c/u sobre una cima de tierra cubierta de crudo	Contiene diques de hormigón, el piso es de tierra	Se observa una parte del suelo, bajo los tanques que se está socavado, con el consiguiente riesgo de colapso.
Sistema contra incendio	Extintores	3 de 120 lbs 2 de 20 lbs	No existe cisterna para agua para el sistema contra incendio. Existen 2 tanques elevados de 400 gls. C/u para combatir un posible incendio.
Vestuario contra incendios			No existe ningún tipo de protección contra incendio (vestuario básico)
Rotulación			No existe la debida rotulación y señalización

RELLENO SANITARIO SACHA FECHA INSPECCION: 24/01/02			
CONCEPTO	Equipos y otro	Especificación	OBSERVACIONES
Disposición final de desechos sólidos			Todos los tanques metálicos se encuentran fuera de las piscinas cubiertas. Los tanques se encuentran llenos de material como plásticos, vidrio
Piscinas	Una piscina con 24 celdas	Llenas de material orgánico	Están a punto de colapsar, existe mucho lixiviado, olor e insectos.
Incineradores	1 nuevo 1 antiguo		No están en funcionamiento

ESTACION CUYABENO FECHA DE INSPECCION: 13/03/02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Auto bomba			No tiene autobomba. Tiene 5 juegos completos de implementos contra incendios para 5 personas.
Equipo para evitar siniestros			Se tiene fast-tanks, están prestados al campo Libertador. 2 mangueras contra incendios 300 lbs. stock aprox. de polvo púrpura K Control de derrames: 15 barreras 1 eskimer 3 generadores 2 bombas 1 vacuum pequeño 1 equipo mezcla agua-espuma de 900 lbs y 100lbs espuma 1 bomba de succión y descarga 1 lancha en malas condiciones 1 camper en malas condiciones
Extintores	6u. total: 4de 20 lbs. 1de 150 lbs y 1de 125 lbs. 15monitores	8 de agua y 7 de espuma	Bodega 2 de 150lbs. Y 1 de 125lbs. Equipo pesado: 2 de 20lbs. Taller power oil: 1 de 20lbs. Automotriz: 1 de 20lbs. 1 extintor está en Lago Agrio para ser recargado
Tanques de almacenamiento	2de 40.790 bbls		Los cubetos tienen diques de hormigón y piso de tierra, falta mantenimiento.

MINI-ESTACIÓN DE CRUDO INTEMPERIZADO FECHA INSPECCION: 13/03/02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Piscina de crudo	A cielo abierto		Sin impermeabilizante en su base
Piscinas de agua	A cielo abierto		Sin impermeabilizante. No existe sistema de re-inyección. Se envía a las piscinas
Sección químicos	1 extintor de 20 lbs. Sin placa de revisión		No existe rotulación de contenido, peligrosidad y modo de uso y equipo mínimo para su manejo No tiene barras de seguridad que protejan a los equipos de un eventual accidente
Sistema contra incendios	1 motor a diesel y 1 motor eléctrico		Tanque de agua contra incendios lleno en 90% Espuma XL3 2.300 lbs.

ESTACION SANSAHUARI FECHA DE INSPECCION: 13/03/02			
CONCEPTO	Equipos y otros	Especificación	OBSERVACIONES
Extintores	1 u. de 125 lbs. 4 de 20 lbs		Sin placa de revisión y mantenimiento
Monitores contra incendios			Dos monitores sin funcionar, el amarillo y rojo incompletos. 1 caja de mangueras.
Protección contra incendios			No tiene ningún equipo contra incendios para ser usado por el personal
Personal			No existe personal de PETROPRODUCCIÓN de planta.
Rotulación			En general no existe rotulación indicativa de peligrosidad, modo de uso.
Vallas de protección			No existen vallas de protección alrededor de los equipos para precautelar cualquier accidente.
Área de generadores			No existe rótulo de protección auditiva. Sin vallas de protección contra colisión. Monitores: 3 de agua y 1 de espuma
Tanques de almacenamiento	Uno de almacenamiento y uno de lavado		El cubeto no contiene la capacidad total en un posible derrame, ya que a la fecha se encontró crudo derramado con tierra y grava. El canal recolector está taponado. Los diques de los cubetos son de hormigón y el piso de tierra. Existe un tanque cuyo cubeto es de tierra inclusive en sus diques.
Incinerador			Funcionando en malas condiciones.
Piscinas	3 unidades		Ninguna de las piscinas tienen impermeabilizante. Piscina API sin funcionamiento. El contenido de las piscinas se está enviando al ambiente. No se conoce la existencia de autorización de la DINAPA para verter al ambiente el contenido de las piscinas.
Cerramiento perimetral			Cerramiento 90% del total del perímetro, excepto la parte correspondiente a las piscinas
Tanque de combustible diesel			Se encuentra en un cubeto de tierra
Sección químicos			No existe rotulación de su contenido, peligrosidad, modo de uso y protecciones

DERRAMES INSPECCION TÉCNICA 24/01/02			
UBICACIÓN	CAUSA	DAÑOS	OBSERVACIONES
Pozo Sacha N° 20	Robo de tubería	Contaminación del estero. Área afectada: 9.000 m2.	Más de un año remediando este derrame. Se está usando aserrín para la limpieza
Pozo Sacha N° 120	Robo de tubería	Contaminación de suelo y estero	El suelo está remediado, el estero con contaminación. Ocho meses después del hecho.
Pozo Sacha N° 120	Corte de tubería para robo	Contaminación de suelo y estero. Propiedad del INIAP	No se recupera aún por falta de materiales absorbentes, que PETROPRODUCCION no provee.
Pozo Sacha N° 109		Contaminación del estero a los dos lados de la carretera de acceso. Afloramiento de crudo en el estero cercano a la piscina que está trabajando PECS IETCONSA	Por el robo de tubería se produjo un derrame con la consecuente contaminación del estero aledaño a la vía de acceso del pozo 109. El daño se lo hizo hace 2 años. Existe afloramiento de crudo de la piscina hacia el estero. La piscina está siendo remediada por PECS IECONTSA, pero no los daños aledaños.