

**UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS Y HUMANIDADES
MAESTRÍA EN ESTUDIOS AMBIENTALES**



**GUÍAS AMBIENTALES APLICADAS A LA EXPLOTACIÓN
PETROLERA**

**Trabajo profesional presentado por
Luis Fernando Velásquez Pottier
para optar al grado de Maestría en Estudios Ambientales**

**Guatemala
2006**

**GUÍAS AMBIENTALES APLICADAS A LA EXPLOTACIÓN
PETROLERA**

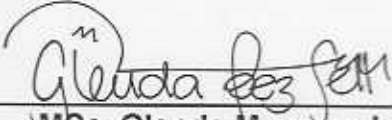
**UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS Y HUMANIDADES
MAESTRÍA EN ESTUDIOS AMBIENTALES**

**GUÍAS AMBIENTALES APLICADAS A LA EXPLOTACIÓN
PETROLERA**

**Trabajo profesional presentado por
Luis Fernando Velásquez Pottier
para optar al grado de Maestría en Estudios Ambientales**

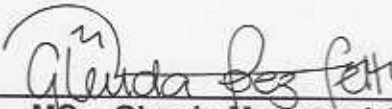
**Guatemala
2006**


Vo. Bo.

(f) 
MSc. Glenda Maureen López Sett

TRIBUNAL

(f) 
MSc. Carlos Enrique Mansilla Mejía

(f) 
MSc. Glenda Maureen López Sett

(f) 
MSc. Jennifer Denise Yaeggy de Siguenza

Fecha de aprobación: 22 de junio de 2006.

PREFACIO

Con este trabajo profesional denominado “Guías ambientales aplicadas a la explotación petrolera”, optaré por el título de Maestría en Estudios Ambientales. La idea inicial para elaborar este trabajo surgió primordialmente por mi experiencia de algunos años en la Industria Petrolera, tanto en lo privado como en el ámbito gubernamental y percibí el vacío que hay legalmente sobre lineamientos ambientales a seguir en la explotación petrolera.

La mayor parte de la información se obtuvo del Ministerio de Energía y Minas, en la Dirección General de Hidrocarburos a través del Departamento de Desarrollo Petrolero. También se revisaron documentos e informes presentados al Ministerio de Energía y Minas, por empresas que actualmente están en explotación petrolera en Guatemala. Así mismo se consultó información sobre legislación ambiental internacional recopilada por personal del Ministerio de Energía y Minas.

Este trabajo denominado “Guías ambientales aplicadas a la explotación petrolera”, propone lineamientos ambientales para las actividades de explotación de petróleo, contribuyendo con el aprovechamiento racional del recurso petróleo y coadyuvando con la preservación del ambiente y mejorando la calidad de vida de las comunidades en donde se desarrollan las actividades petroleras.

A continuación doy las gracias:

A Dios: Ser Supremo
Por guiarme en este mundo.

A mis padres: Francisco Velásquez Quiñones (QEPD)
María Luisa Pottier de Velásquez
Por apoyarme incondicionalmente en mi vida.

A mi esposa e hijo: Ana Patricia Aguilar Muñoz de Velásquez
Javier Rene Velásquez Aguilar
Por permitirme limitar el tiempo para ellos.

A mi asesora: Glenda Maureen López Sett
Por compartir conmigo su experiencia y su orientación para realizar este trabajo.

Al personal del Departamento de Desarrollo Petrolero, perteneciente a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Quienes me brindaron la información, documentación y ayuda necesaria para completar la elaboración de éste trabajo.

CONTINUACIÓN. ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| CAPÍTULO V. REVISIÓN DE MEDIDAS AMBIENTALES DE LOS PROGRAMAS DE EXPLOTACIÓN PETROLERA DE LAS EMPRESAS QUE OPERAN ACTUALMENTE EN GUATEMALA | 37 |
| A. Plan gerencial de manejo ambiental y sociocultural de Perenco Guatemala Ltd. | 37 |
| B. Plan de manejo ambiental de Petro Energy S.A. | 40 |
| CAPÍTULO VI. GUIAS AMBIENTALES APLICADAS A LA EXPLOTACIÓN PETROLERA | 43 |
| Guía ambiental para la construcción de plataformas de perforación petrolera | 44 |
| Guía ambiental para la perforación de pozos de desarrollo o producción | 47 |
| Guía ambiental para la operación del campo petrolero. | 52 |
| CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 56 |
| CAPÍTULO VIII. BIBLIOGRAFÍA | 58 |
| CAPÍTULO IV. APÉNDICE. Glosario de términos | 59 |

LISTA DE CUADROS

| No. | Título | Página |
|-----|--|--------|
| 1 | Producción petrolera Años 2000-2006..... | 17 |
| 2 | Contratos petroleros..... | 18 |

LISTA DE FIGURAS

| No. | Título | Página |
|-----|-------------------------------------|--------|
| 1 | Torre de perforación..... | 6 |
| 2 | Equipo de perforación compacto..... | 7 |
| 3 | Broca de perforación..... | 8 |
| 4 | Inyector de agua de formación..... | 12 |
| 5 | Unidad de bombeo convencional..... | 15 |
| 6 | Contratos petroleros y SETH..... | 19 |

RESUMEN

El propósito de este trabajo profesional es elaborar guías ambientales aplicadas a la explotación petrolera y que éstas sean adoptadas por las compañías explotadoras de petróleo para contribuir a minimizar los daños al ambiente.

Actualmente no existe una regulación ambiental específica que identifique y cuantifique los parámetros a seguir en la explotación petrolera, llevando a las compañías a adoptar leyes y reglamentos internacionales que en ocasiones no aplican para nuestro país.

A partir de una investigación de la legislación nacional e internacional y una comparación de algunos de los procedimientos actuales en el manejo ambiental para explotar áreas petroleras, se desarrollo una propuesta de tres guías ambientales en las cuales se indicarán los lineamientos ambientales básicos, considerando los parámetros importantes en la explotación petrolera.

Estas tres guías ambientales pretenden proporcionar una herramienta ambiental en el subsector hidrocarburos que contribuya a la explotación racional, a la preservación del medio ambiente y a mejorar la calidad de vida de las comunidades en donde se desarrollan las actividades petroleras.

La primera propuesta de guía se denomina "Guía ambiental para la construcción de plataformas de perforación petrolera" y en ésta se establecen los lineamientos básicos para el manejo ambiental durante la construcción de plataformas de perforación petrolera y sus accesos.

La segunda propuesta de guía se denomina "Guía ambiental para la perforación de pozos de desarrollo o producción" y en ésta se establecen los lineamientos básicos para el manejo ambiental, previo, durante y finalizada la perforación de pozos de desarrollo o producción, conteniendo los criterios generales en la localización del pozo, la construcción de fosas de lodos, fosa de agua limpia y la fosa de quema; la construcción y ubicación de la bodega-almacén; el transporte y almacenamiento de combustibles; la perforación del pozo, los fluidos de perforación; las instalaciones y equipo en general; y criterios básicos cuando finaliza la perforación del pozo.

La tercera propuesta de guía se denomina "Guía ambiental para la operación del campo petrolero" y en ésta se establecen los lineamientos básicos para el manejo ambiental durante la operación del campo en producción de petróleo, conteniendo los lineamientos principales para el manejo de residuos líquidos, residuos sólidos, aguas de escorrentía, emisiones atmosféricas, almacenamiento de hidrocarburos, áreas de proceso sistema de quemado de gases, instalaciones y equipos.

I. INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera se ha realizado en Guatemala desde hace más de 60 años. Esta actividad ha contribuido a la economía nacional constituyendo el petróleo hoy día uno de los principales productos de exportación; sin embargo, dicha actividad ha involucrado una serie de conflictos ambientales, políticos y sociales.

La *Constitución Política de la República de Guatemala* declara en su artículo 125, la importancia de la explotación técnica y racional de hidrocarburos; además en el artículo 64 hace énfasis en la conservación, protección y mejoramiento del patrimonio natural de la Nación y fomenta la creación de parques nacionales, reservas y refugios naturales, indicando que son inalienables.

A pesar de las opiniones controversiales a cerca de la explotación de hidrocarburos se considera que Guatemala necesita utilizar sus recursos naturales de manera racional, respetando el equilibrio ecológico, tal como lo afirma la *Constitución de la República*. En efecto, el artículo 97 de la *Constitución Política de la República de Guatemala* indica literalmente: <<El Estado, las municipalidades y los habitantes del territorio nacional, están obligados a propiciar el desarrollo social, económico y tecnológico que prevenga la contaminación del ambiente y mantenga el equilibrio ecológico. Se dictarán todas las normas necesarias para garantizar que la utilización y el aprovechamiento de la fauna, de la flora, de la tierra, y del agua, se realicen racionalmente, evitando su depredación>>.

La explotación petrolera tiene el potencial de causar daños ambientales e impactos no solamente al ambiente físico, sino a la salud, cultura, economía y estructura social de las comunidades rurales que es donde la mayor parte de estas actividades se lleva a cabo. Sin embargo, la legislación ambiental específica en países en desarrollo como Guatemala es inexistente o inadecuada.

La metodología aplicada en este trabajo es de tipo investigativo. A través de esta investigación se identifican las medidas ambientales de los programas de explotación petrolera en el ámbito nacional. Así mismo, se efectúa un análisis de la legislación ambiental existente a escala nacional e internacional; y se recomiendan procedimientos que minimicen el impacto ambiental en las áreas petroleras.

Actualmente el Ministerio de Energía y Minas (MEM), ente rector en el subsector hidrocarburos y el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), ente rector en el tema ambiental, carecen de lineamientos ambientales específicos para la explotación petrolera. Por consiguiente, se adoptan leyes y/o parámetros ambientales internacionales.

Como resultado del trabajo se elaboraron guías ambientales aplicadas a la explotación petrolera, considerando los factores: físico-químicos y biológicos.

Uno de los alcances de este proyecto es buscar que las guías sean incluidas en el marco legal energético y ambiental del MEM y MARN llenando así parte de los vacíos de regulación ambiental existentes a nivel nacional.

A. OBJETIVOS

1. Objetivo general

Elaborar guías ambientales aplicadas a la explotación petrolera, propiciando una herramienta que brinde los lineamientos ambientales en las actividades de explotación del petróleo, que contribuyan con el aprovechamiento racional del recurso petróleo, ayudando con la preservación del ambiente y mejorar la calidad de vida de las comunidades en donde se desarrollan las actividades petroleras.

2. Objetivos específicos

- Analizar las medidas ambientales de los programas de explotación petrolera, de las diferentes empresas petroleras que actualmente operan en Guatemala.
- Revisar la legislación y la regulación ambiental relacionada con la explotación petrolera en el ámbito nacional e internacional.
- Elaborar tres guías ambientales aplicadas a la explotación petrolera.
- Promover la inclusión de estas guías ambientales, dentro del marco legal regulatorio del subsector hidrocarburos y ambiental.

II. EXPLOTACIÓN PETROLERA

A. HISTORIA DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN GUATEMALA

La exploración en Guatemala se inició a finales de la década de 1930, cuando la Dirección General de Minería e Hidrocarburos, en ese entonces dependencia del Ministerio de Economía, suscribió un contrato con un subsidiario de la compañía Shell, realizando un levantamiento foto geológico y mapas geológicos de la región del Petén. En 1948 el consorcio bajo el nombre de Petrolera Petén, integrado por Atlantic Co., Tidewater, Standar Oil, y Ohio Oil Co., iniciaron el primer esfuerzo exploratorio. En 1949, una nueva legislación petrolera, hace que dichas empresas se retiren. En 1955 se emitió el Código de Petróleo, Decreto 345, para exploración en Petén e Izabal. En 1956 se iniciaron los trabajos de exploración.

El grupo Story J. Sloane, operado por Coastal Plains Oil Co., fue quien perforó el primer pozo en el año de 1958, en Morales, Izabal, denominado Castillo Armas. Éste fue punto de partida para la explotación de 10 pozos exploratorios perforados entre 1958 y 1961.

Entre los años de 1964 a 1974 las exploraciones se concentraron en buena parte en la Costa del Pacífico, por medio de las empresas Esso, Shell, Texaco, Mobil, Superior y Tenneco. En el sur del Petén inicia Operaciones Basic Resources, y en Izabal Centram Zamora.

En el período entre 1976 y 1982, dio inicio el proceso de comercialización del crudo nacional. Hasta 1979 la producción petrolera sólo permitió abastecer el mercado interno con un promedio diario de mil barriles. La explotación corrió a cargo de Basic Resources, operando a través de empresas como Shenandoah (EEUU), Saga Petroleum (Noruega), Petromaya (Guatemala), Hispanoil (España) y Elf Alquitaine (Francia). Junto a estas empresas otras más se hicieron presentes, así invirtieron Arco, Union Pacific, Getty Oil y Amoco, sin ningún éxito.

Entre 1983 y 1999, varias compañías vinieron al país a explorar; de éstas destacan Texaco, Amoco, Shell, Mexpetrol, Triton Energy, Compañía General de Combustibles, Oil Technology y Underwater, de las cuales solo la compañía General de Combustibles logró encontrar crudo en 1998, aunque en pequeñas cantidades. Su zona de producción se localiza en Chocop, localizado en el departamento de Petén y Yalpemech en Alta Verapaz.

En términos jurídicos en el período 1974-1983, fue cuando dio inicio la producción comercial de petróleo en Guatemala. La actividad estuvo regulada por el decreto 96-75 promulgado en 1975 y fue conocida como Ley del Régimen Petrolífero de la Nación. Entre sus principales características se encontraban las relacionadas con los contratos que establecía una vigencia, de 25 años e incluían dos periodos: Uno de exploración cuya vida era de 6 años máximo y otro de explotación que fenece a los 25 años. Se establecía una tasa de 1 millón de Quetzales por suscripción del contrato y la participación del Estado en 55% como base y cuyo incremento iba en relación con la producción.

Debido al auge manifestado en exploración y el inicio de la producción de petróleo, aunado al desarrollo económico y estratégico del país, se justifica la creación de un ente rector que proponga e implemente las políticas del sector, y busque un mejor aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, mineros y energéticos nacionales. Por esto, el 1 de julio de 1983, queda instituido el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que dentro de sus primeras acciones promulga la Ley de Hidrocarburos, Decreto 109-83 y el Reglamento de la Ley General de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-83. Así mismo, se realizaron las modificaciones a la Ley contenidas en los Decretos 161-83, 143-85 y 9-98; las modificaciones al Reglamento de la Ley según los Acuerdos Gubernativo 753-92 y 165-2005; para tener una legislación adaptada a los cambios dinámicos de la Industria Petrolera Mundial.

En la figura No.1 (página 5) -Pozos petroleros perforados, se pueden apreciar los pozos que hasta abril de 2006, han sido perforados en la República de Guatemala.

B. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN PETROLERA

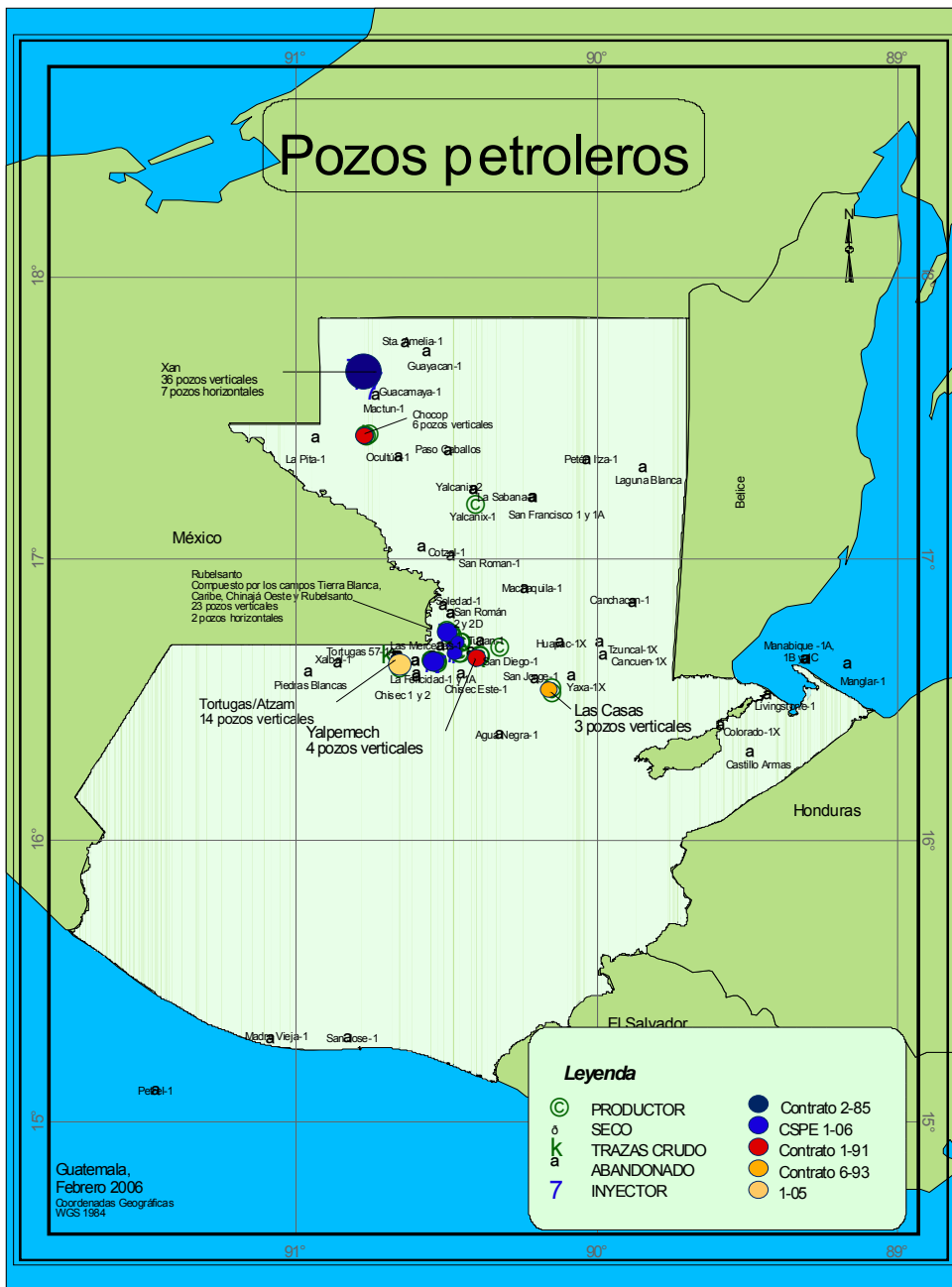
1. Exploración. Exploración es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas. Desde sus inicios hasta la actualidad se han ido desarrollando nuevas y complejas tecnologías. Sin embargo este avance, que ha permitido reducir algunos factores de riesgo, no ha logrado hallar un método que permita de manera indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Los métodos empleados son muy variados: desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración.

Una de las herramientas más utilizadas en esta etapa son los mapas. Hay mapas de afloramientos (que muestran las rocas que hay en la superficie), mapas topográficos y los mapas del subsuelo. Estos últimos quizás sean los más importantes porque muestran la geometría y posición de una capa de roca en el subsuelo, y se generan con la ayuda de una técnica básica en la exploración de hidrocarburos: la sísmica de reflexión.

Es por ello que para comprobar la existencia de hidrocarburos se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios. La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección.

El material que se saca debido a la perforación de un pozo sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos.

Figura No. 1. –Pozos petroleros perforados

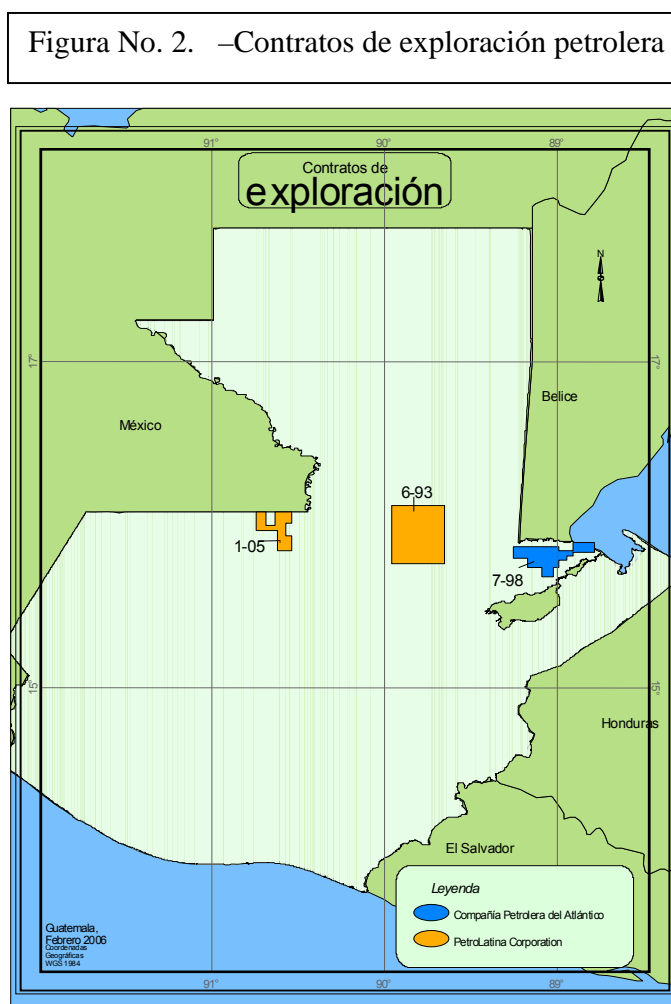


Fuente: Archivo Departamento de Desarrollo Petrolero. Dirección General de Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Minas.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan probetas y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están perforando.

Actualmente existen dos empresas que operan contratos de exploración de hidrocarburos: Petrolatina S.A. y Compañía Petrolera el Atlántico, específicamente en tres contratos petroleros, Contrato 6-93 y Contrato 1-05 por parte de Petrolatina S.A. y Contrato 7-98 por parte de Compañía Petrolera del Atlántico. (Ver Figura No. 2 -Contratos de exploración petrolera).



Fuente: Archivo Departamento de Desarrollo Petrolero. Dirección General de Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Minas.

2. Explotación. Después de haber realizado perforaciones de pozos exploratorios, para conocer la presencia de petróleo en el subsuelo, se planifica la etapa de explotación. En la explotación petrolera hay una serie de actividades:

- Perforación de pozos de desarrollo
- Perforación de pozos para disposición de desechos (agua de formación)
- Reacondicionamiento de pozos productores
- Producción de hidrocarburos

a. Perforación de pozos de desarrollo

1) Perforación. La única manera de comprobar la existencia de petróleo en un sitio donde la investigación geológica considera que se podría localizar un yacimiento de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo, que se realiza por medio de una torre de perforación (Figura No. 3 -Torre de perforación). La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

Figura No. 3 Torre de perforación



Fuente propia: Visita a perforación de pozo en Xan. 2004.

La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente se perforan los pozos de desarrollo.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado. Hay diversas formas de efectuar la perforación, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de barro.

El equipo de perforación propiamente dicho consiste en un sistema mecánico o electromecánico, compuesto por una torre de unos veinte o treinta metros de altura, que soporta un aparejo diferencial. Juntos conforman un instrumento que permite el movimiento de tuberías con sus respectivas herramientas, que es accionado por una transmisión energizada por motores a explosión o eléctricos.

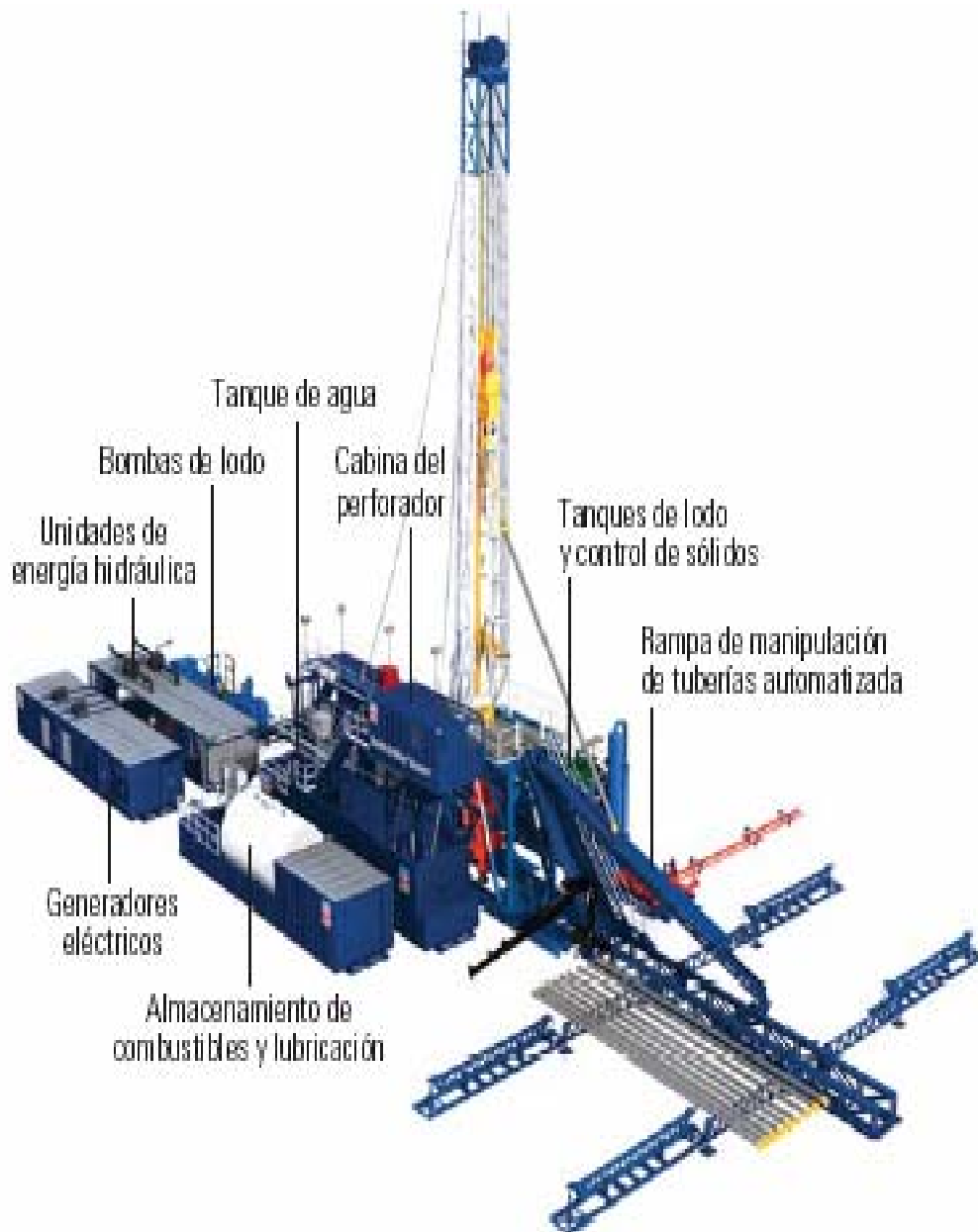
Este mismo conjunto impulsa simultánea o alternativamente una mesa de rotación que contiene al vástago (kelly), tope de la columna perforadora y transmisor del giro a la tubería. Paralelamente el equipo de perforación cuenta con elementos auxiliares, como tuberías, bombas, tanques, un sistema de seguridad que consiste en válvulas de cierre del pozo para su control u operaciones de rutina, generadores eléctricos de distinta capacidad según el tipo de equipo, etc. (Figura No. 4 –Equipo de perforación compacto).

Si a esto se agregan las casillas de distinto diseño para alojamiento del personal técnico, depósitos, taller, laboratorio, etc. se está delante de un conjunto de elementos que convierten a la perforación en una actividad y comunidad casi autosuficientes.

A continuación los elementos necesarios para realizar la perforación.

a) El trépano es la herramienta de corte que permite perforar. Es y ha sido permanentemente modificado a lo largo del tiempo a fin de obtener la geometría y el material adecuados para vencer a las distintas y complejas formaciones del terreno que se interponen entre la superficie y los hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), las que van aumentando en consistencia en relación directa con la profundidad en que se las encuentra. Hay así trépanos de 1, 2 y hasta 3 conos montados sobre rodillos o bujes de compuestos especiales; (Figura No. 5 -Broca de perforación o trépano), estos conos, ubicados originariamente de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras; su geometría responde a la naturaleza del terreno a atravesar. El trépano cuenta con uno o varios pasajes de fluido, que orientados y a través de orificios (jets) permiten la circulación del fluido. El rango de diámetros de trépano es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 12 ¼ y de 8 ½ pulgadas.

Figura No. 4 -Equipo de perforación compacto



Fuente: http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

Figura No. 5 -Broca de perforación



Fuente propia: Visita a perforación de pozo en Xan. 2005.

b) El conjunto de tuberías que se emplea para la perforación se denomina columna o sarta de perforación y consiste en una serie de trozos tubulares interconectados entre sí mediante uniones roscadas. Este conjunto además de transmitir sentido de rotación al trépano, ubicado en el extremo inferior de la columna, permite la circulación de los fluidos de perforación. El primer componente de la columna que se encuentra sobre el trépano son los portamechas (drill collars) que son tubos de acero de diámetro exterior casi similar al del trépano usado y que tienen una longitud de 9,45 m.. Sobre los portamechas (lastrabarrena) se bajan los tubos de perforación (drill pipes), tubos de acero o aluminio, huecos que sirven de enlace entre el trépano y/o portamechas y el vástago (kelly) que da el giro de rotación a la columna.

El diámetro exterior de estos tubos se encuentra en general entre 3 ½ y 5 pulgadas y su longitud promedio es de 9.45 m. La rapidez con que se perfora varía según la dureza de la roca. A veces, el trépano puede perforar 60 metros

por hora; sin embargo, en un estrato muy duro, es posible que sólo avance 30/35 centímetros en una hora.

c) Los fluidos que se emplean en la perforación de un pozo se administran mediante el llamado sistema de circulación y tratamiento de inyección. El sistema está compuesto por tanques intercomunicados entre sí que contienen mecanismos tales como zarandas que son dispositivos mecánicos cuya función es limpiar el fluido de perforación que se emplea para separar los recortes del trépano u otros sólidos que se encuentren en el mismo en su retorno del pozo.

El fluido pasa a través de uno o varios coladores vibratorios de distinta malla o tamaño de orificios que separan los sólidos mayores. El fluido es bombeado tangencialmente por el interior de uno o varios ciclones, conos, dentro de los cuales la rotación del fluido provee una fuerza centrífuga suficiente para separar las partículas densas por efecto de su peso;

Los fluidos de perforación, conocidos genéricamente como inyección, constituyen un capítulo especial dentro de los elementos y materiales necesarios para perforar un pozo. Su diseño y composición se establecen de acuerdo a las características físico-químicas de las distintas capas a atravesar. Las cualidades del fluido seleccionado, densidad, viscosidad, ph, filtrado y composición química, deben contribuir a cumplir con las distintas funciones del mismo, a saber:

- enfriar y limpiar el trépano
- acarrear los recortes que genere la acción del trépano
- mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección
- mantener la estabilidad de la pared del pozo
- evitar la entrada de fluidos de la formación del pozo
- controlar la filtración de agua a la formación mediante un buen revoque
- evitar o controlar contaminaciones no deseadas por contacto con las distintas formaciones y fluidos.

d) El revestimiento consiste en una tubería (casing) que se coloca en donde las formaciones no son del todo consolidadas (arenas) para proteger los mantos acuíferos para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control de erupciones (que normalmente se instalan al finalizar esa primera etapa). Esta tubería (casing) se asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre el caño revestidor y las paredes del pozo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

e) Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como:

- densidad
- porosidad
- contenidos de agua, de petróleo y de gas natural.

f) Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan probetas y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están atravesando.

Con toda la información adquirida durante la perforación del pozo es posible determinar con bastante certeza aspectos que contribuirán al éxito de una operación de terminación, tales como:

- profundidad, espesor y propiedades petrofísicas de la zona de interés;
- detección de posibles agentes perturbadores de la producción del pozo como, por ejemplo, aporte de arena;
- identificación de capas con potencial para generar problemas (presencia de acuíferos, capas con gases corrosivos, etc.).

Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

2) Desarrollo de las tareas de terminación. Una vez montado el equipo de terminación se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación para luego mediante los llamados "perfiles a pozo entubado", generalmente radiactivos y acústicos, precisar la posición de los estratos productivos los que fueron ya identificados por los "perfiles a pozo abierto", como así también la posición de las coplas de la cañería de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la cañería como a la formación.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado y comprobando la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante la perforación del casing y del cemento. Esto se realiza mediante cañones con cargas moldeadas unidas por un cordón detonante activado desde la superficie mediante un cable especial. Cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar los volúmenes de fluido que aporta, así como la composición y calidad de los mismos (petróleo, gas, porcentaje de agua). Esto se realiza mediante pistoneo por el interior del tubing o cañería de producción. Se determina así si la presión de la capa o estrato es suficiente para lograr el flujo hacia la superficie en forma natural o si deben instalarse sistemas artificiales de extracción.

En caso de baja productividad de la formación, ya sea por la propia naturaleza de la misma o porque ha sido dañada por los fluidos de perforación o por la cementación, o incluso por el fluido de terminación, la formación productiva debe ser estimulada. Los procedimientos más utilizados son: la acidificación y la fracturación hidráulica.

La acidificación consiste en la inyección a presión de soluciones ácidas que penetran en la formación a través de los punzados y que disuelven los elementos sólidos que perturban el flujo de los fluidos.

La fracturación hidráulica consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo a gran caudal y presión de un fluido que penetra profundamente en la formación, provocando su ruptura y rellenando simultáneamente la fractura producida con un sólido que actúa como agente de sostén. El agente generalmente utilizado es arena de alta calidad y granulometría cuidadosamente seleccionada que, por efecto de un mejoramiento artificial de la permeabilidad, facilitará el flujo desde la formación hacia el pozo a través de la fractura producida.

3) El elemento humano. Para llevar adelante las tareas de perforación, terminación y reparación de pozos es necesario un conjunto de personas con diferentes grados de especialización: ingenieros, geólogos, técnicos, obreros especializados y obreros.

Cada persona tiene sus responsabilidades directas tales como programación, supervisión, operación y mantenimiento. Así mismo, hay compañías proveedoras de servicios técnicos, productos químicos, fluidos de perforación, unidades de mezcla y bombeo de cemento u otros servicios de bombeo, unidades para correr registros eléctricos, trépanos y proveedores de servicios auxiliares como transporte de equipo, materiales, cargas líquidas, personal, etc.

b. Perforación de pozos para disposición de desechos (agua de formación). Los pozos designados para disposición de desechos son perforados en la misma forma que los pozos de desarrollo. Sin embargo de estos pozos no se obtendrá petróleo, sino que serán los receptores de la agua de formación que viene cuando hay producción petrolera.

En el campo petrolero denominado Xan, actualmente hay ocho pozos que reciben el agua de formación. El agua es trasladada de la planta a tanques de almacenamiento para luego ser inyectados en el subsuelo. En la foto de abajo (Figura No. 6 (página 14) -Inyector de agua de formación) se observa el área del pozo denominado Escondido que es uno de estos inyectoros.

Aproximadamente en Xan se inyectan 70,000 barriles diarios de agua de formación, mientras que la producción de petróleo neto es 17,000 barriles por día.

Figura No. 6 -Inyector de agua de formación



Fuente propia: Visita a perforación de pozo en Xan. 2005.

c. Reacondicionamiento de pozos productores. El reacondicionamiento y repletación se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, para mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos). Estos trabajos modifican las condiciones de:

- **Pozo:** entre estas actividades se encuentran el cañoneo, control de arena, gas y agua, apertura o cierre de arenas, perforación de ventanas horizontales o verticales, profundización, lavado de perforaciones, cambios de método de producción, conversión de productor a inyector y viceversa.
- **Yacimiento:** entre estas actividades se encuentran las estimulaciones con inyección alternada de vapor, acidificación de zonas, bombeo de químicos, fracturamiento y cañoneo.

- **Fallas en el equipo:** Muchas veces las fallas mecánicas están asociadas con el equipo del pozo instalado, tales como: filtraciones en la tubería y la empacadura; fallas del revestimiento y la tubería y el mal funcionamiento del levantamiento artificial. Las indicaciones de la presión de superficie generalmente indicarán la fuente del problema, pero los estudios de presión y temperatura son útiles donde se puedan aplicar.

Aunque la corrección de pozos problemáticos constituye una gran parte del programa de reacondicionamientos, hay muchas razones por las cuales se hacen reacondicionamientos. Los de mayor importancia son: reterminación, evaluación del yacimiento, instalaciones de servicios.

1) Reterminación: Estos reacondicionamientos son hechos para obtener producción adicional en zonas nuevas o para drenar más efectivamente un yacimiento desarrollado. La revisión periódica del comportamiento del yacimiento, mapas de subsuelo y las capacidades de producción del pozo, conducirán frecuentemente a reacondicionamientos económicamente atractivos.

2) Evaluación del yacimiento: Un control geológico y del yacimiento, muchas veces requiere pruebas exploratorias para localizar contactos o probar arenas de contenidos desconocidos. El análisis cuidadoso de todos los datos disponibles es necesario para asegurar que el costo de este tipo de reacondicionamiento sea justificado.

3) Instalaciones de servicios: Los pozos de inyección de gas y agua, pozos de eliminación y de fuentes de agua, están incluidos en este grupo. Asociado generalmente con proyectos adicionales de recuperación o requerido por otras razones, el análisis generalmente está limitado a la designación del pozo óptimo para lograr el resultado deseado. La disponibilidad del pozo, la localización estructural, desarrollo de arena y la selección del equipo, están entre las mayores consideraciones.

d. Producción de petróleo. La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como tubing o tubería de producción.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua) éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "balancín", el cual mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento.

Tradicionalmente los métodos de producción por agotamiento primario y secundario permiten recuperar in situ una tercera parte del crudo de un yacimiento. En épocas pasadas esta situación no recibía mucha atención debido a que el crudo era relativamente fácil de encontrar y, en consecuencia, el costo de producción de un barril de crudo de un nuevo descubrimiento resultaba inferior al de un barril incorporado por métodos de recuperación terciaria o mejorada. Dada la declinación de reservas y la baja probabilidad de localizar nuevos campos importantes, los productores han buscado incrementar la recuperación final de hidrocarburos de campos abandonados o en estado avanzado de explotación.

Asimismo, la caracterización computarizada de yacimientos constituye una de las herramientas más importantes en los procesos de recuperación mejorada de petróleo; de hecho, el éxito de estos procedimientos depende, prácticamente, de aplicar la energía mediante los fluidos inyectados en el lugar, tiempo y volumen correctos (también se puede realizar esta estrategia con un simulador de yacimientos adecuado).

La instalación del sistema de producción tiene una estrecha interrelación con el estudio de los fluidos y su interacción con las rocas; pero es el propio pozo y/o su diseño superficial el que determina la recuperación del crudo en forma optimizada, incluyendo la disposición de instalaciones superficiales adecuadas para futuras expansiones.

Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie, se dice que el pozo fluye "naturalmente". Es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo. Posteriormente como producto de la explotación del yacimiento la presión de éste disminuye, esto implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí que surja la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina Levantamiento Artificial.

Existen diversos métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentran los siguientes: Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Electro sumergible (BES), Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), Bombeo Hidráulico

(BH) y Levantamiento Artificial por Gas (LAG). A continuación se describen brevemente los métodos de levantamiento artificial mencionados anteriormente:

1) Bombeo mecánico convencional. Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados, y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

La unidad de bombeo convencional se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la Figura. No. 7 -Unidad de Bombeo convencional.

Figura No. 7 -Unidad de bombeo convencional



Fuente: Louisiana, USA. 1995. CLSA, INC. Técnicas de Producción de Petróleo..

2) Bombeo electro sumergible. Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo; con los accesorios adecuados para cada caso.

El equipo de superficie de este sistema de Levantamiento Artificial cuenta con los siguientes elementos: banco de transformación eléctrica, tablero de control, variador de frecuencia y caja de venteo.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes: motor eléctrico, protector o sello, sección de succión, separador de gas, bomba electro sumergible, cables trifasicos

Es posible la aplicación de bombeo electro sumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido. En caso de alta relación gas - líquido se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

3) Bombeo de cavidad progresiva. Las bombas de cavidad progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API.

4) Bombeo hidráulico. Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

5) Levantamiento artificial por gas. Este método de levantamiento artificial opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente).

C. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN GUATEMALA

En Guatemala, actualmente se obtiene petróleo de 42 pozos. Por Ley todos los contratos petroleros tienen una duración de 25 años. En el año 2004 Guatemala produjo 7.4 millones de barriles de petróleo. Mientras que durante el año 2005 se produjo 6.7 millones, de los cuales el Campo Xan produjo el 92 %, el Campo Chocop produjo el 1 % y los Campos Rubelsanto, Chinajá Oeste, Caribe y Tierra Blanca produjeron el 7 %. En la figura No. 8 (página 21) Contratos de explotación petrolera se aprecia la ubicación de las áreas donde están los pozos productores de petróleo.

Así mismo, en el Cuadro No.1 Producción Petrolera Años 2000 – 2005, se aprecia la producción de petróleo del período del año 2000 al año 2005.

Cuadro No. 1 -Producción petrolera años 2000 – 2005

| Año | Producción petrolera (millones de barriles) |
|------------|--|
| 2000 | 7.6 |
| 2001 | 7.7 |
| 2002 | 8.5 |
| 2003 | 9.0 |
| 2004 | 7.3 |
| 2005 | 6.7 |

Fuente: Estadísticas hidrocarburos. 2006.

1. Contrato 2-85. Este contrato esta en la etapa de explotación y el área de producción de petróleo denominada Xan se encuentra localizado en el municipio de San Andrés del departamento de Petén. Actualmente están produciendo 31 pozos y el petróleo que se obtiene es transportado por medio de oleoducto hacia la Estación Tamaris; seguidamente a la Estación Nance, contiguo a la cual esta la Refinería La Libertad. Posteriormente llega a la Estación Raxruhá en donde el petróleo que viene de Xan se une con el petróleo procedente de la Planta Rubelsanto. A continuación el petróleo continua en oleoducto llega a las Estaciones Chahal, Semox, Rio Frio, concluyendo en la Terminal Piedras Negras localizada en puerto Santo Tomás de Castilla para finalmente exportarse.

2. Contrato de Servicios Petroleros 1-2006. Este contrato abarca los bloques de Rubelsanto, Chinajá, Caribe y Tierra Blanca localizados en los municipios de Chisec y Sayaxché de los departamentos de Alta Verapaz y Petén respectivamente. Actualmente están produciendo 7 pozos y el petróleo es inicialmente almacenado en la Planta Rubelsanto y posteriormente enviado a la Estación Raxruhá en donde se une con el petróleo que viene de Xan, para ser transportado conjuntamente hasta la Terminal Piedras Negras, como se mencionó en el párrafo anterior.

3. Contrato 1-91. Este contrato abarca los bloques Chocop y Yalpemech localizados en Petén y Alta Verapaz respectivamente. Actualmente solo el bloque Chocop esta produciendo petróleo el cual es transportado en camiones-tanque (cisternas) para ser vendido a la operadora Perenco Guatemala Limited.

Los contratos vigentes en Guatemala que actualmente tienen pozos productores de petróleo son los siguientes (Cuadro No. 2 Contratos Petroleros):

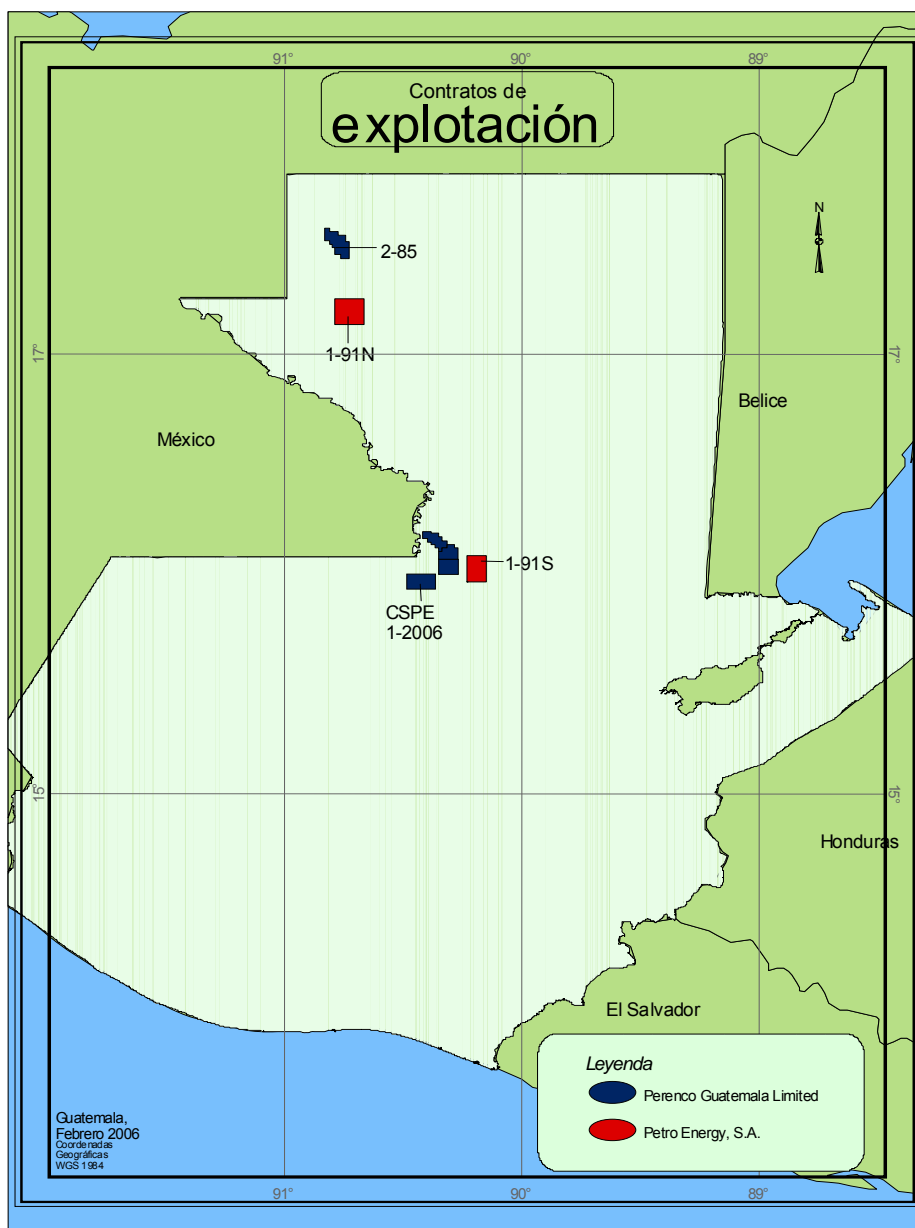
Cuadro No. 2 -Contratos petroleros

| Contrato | Bloques | Municipios | Departamentos | No. de pozos produciendo | Fecha de inicio de contrato |
|---|---|----------------------------------|-----------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| 2-85 | Xan | San Andrés | Petén | 31 | 13 agosto de 1985 |
| 1-91 | Chocop Yalpemech | San Andrés Chisec Sayaxche | Petén Alta Verapaz | 4 | 17 mayo de 1991 |
| Contrato de Servicios Petroleros 1-2006 | Rubelsanto, Chinaja, Caribe y Tierra Blanca | Chisec Sayaxche | Alta Verapaz Petén | 7 | 13 febrero de 2006 |

4. Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos (SETH). El sistema estacionario de transporte de hidrocarburos comprende el oleoducto, las estaciones de bombeo y la terminal Piedras Negras. Inicialmente el petróleo esta almacenado en la Planta Xan y en la Planta Rubelsanto y seguidamente es enviado por el oleoducto respectivo.

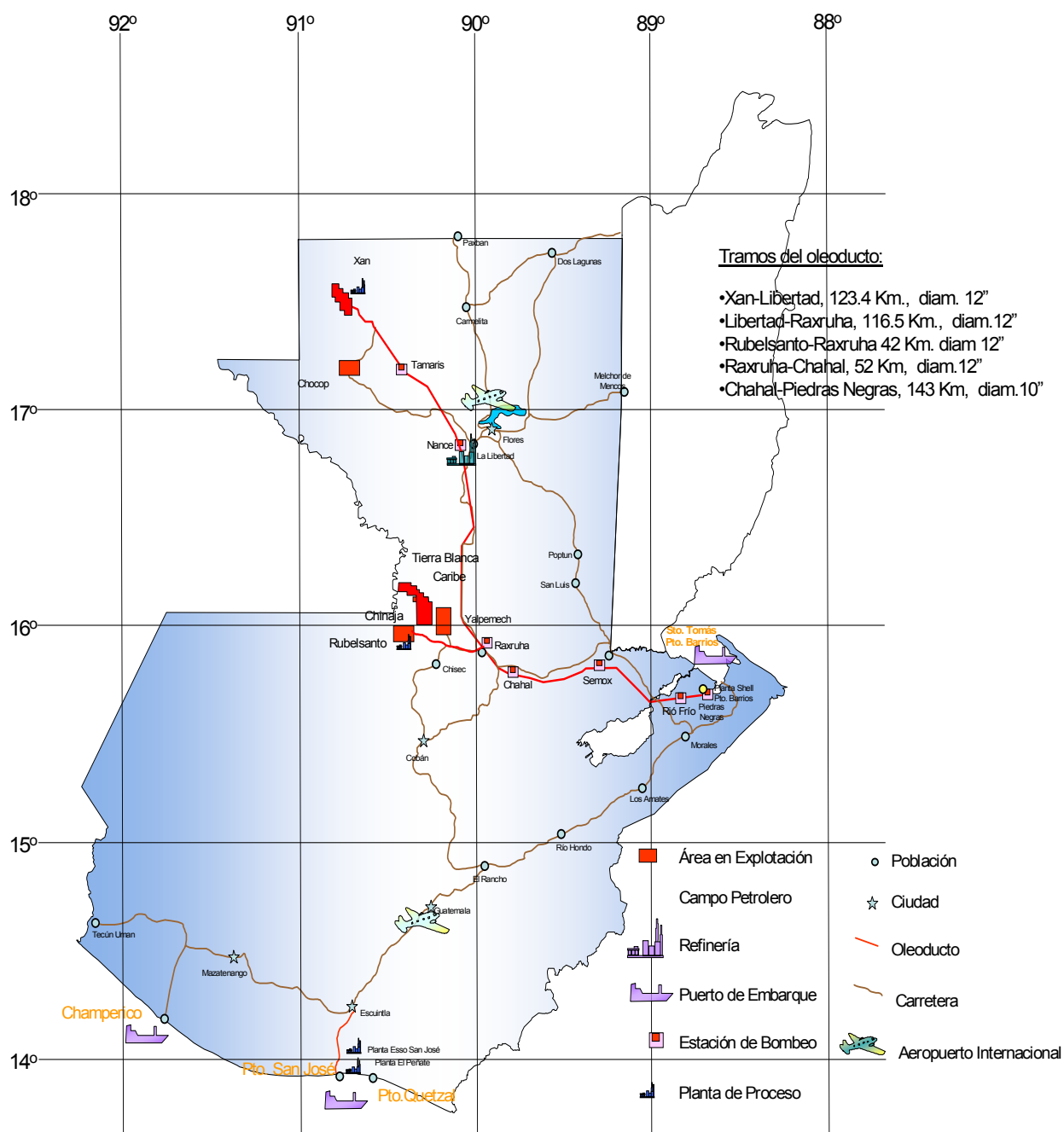
En la figura No. 9 (página 22) -Contratos Petroleros y SETH se aprecia la localización de cada una de las estaciones de bombeo de petróleo y el oleoducto.

Figura No. 8 - Contratos de explotación petrolera



Fuente: Archivo Departamento de Desarrollo Petrolero. Dirección General de Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Minas.

Figura No. 9 -Contratos petroleros y SETH



Fuente: Archivo Departamento de Desarrollo Petrolero. Dirección General de Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Minas.

III. IMPACTOS AMBIENTALES EN LA EXPLOTACIÓN PETROLERA

A. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

Los procesos que se llevan a cabo dentro de las actividades petroleras tienen el potencial de generar diferentes tipos de impacto sobre el ambiente. Estos impactos dependen del tipo de actividad, tamaño y complejidad del proyecto petrolero, la naturaleza y sensibilidad del área, así como también del tipo de control, manejo y planificación que se tenga contemplado para el desarrollo del proyecto petrolero. Los impactos a generar son de tipo terrestres, acuáticos, atmosféricos, económicos, sociales, culturales, biológicos y visuales.

Para prever los impactos se elabora el escenario ambiental en el cual se identificarán éstos, permitiendo identificar las acciones que pueden generar desequilibrios ecológicos y que por su magnitud e importancia provocarán daños permanentes al ambiente y/o contribuirán en la consolidación de los procesos de cambio existentes.

La identificación de los impactos al ambiente derivados del desarrollo de la actividad petrolera, está condicionada por tres situaciones:

- La ausencia de un adecuado conocimiento de la respuesta de muchos componentes del ecosistema y medio social frente a una acción determinada.
- La carencia de información detallada sobre algunos componentes del proyecto que pueden ser fundamentales desde un punto de vista ambiental y, por último,
- El hecho de que, en muchas ocasiones, en la obra se presentan desviaciones respecto al proyecto original que no pueden ser tomadas en cuenta a la hora de realizar el Estudio de Impacto Ambiental.

Al elaborar el Estudio de Impacto Ambiental es recomendable que se tomen en cuenta estas situaciones y se identifiquen y apliquen aquellos análisis o previsiones que pudieran derivar de estudios o reportes de investigaciones científicas que se refieran a los ciclos básicos de los ecosistemas de la región donde se pretenda desarrollar la obra o actividad.

1. Identificación de impactos ambientales en el suelo. Los impactos ambientales generados por los proyectos petroleros en los sistemas terrestres en la etapa de explotación petrolera pueden ser los siguientes (la información no es limitativa):

- Pérdida de cobertura vegetal y suelo fértil.
- Compactación.
- Erosión eólica e hídrica.

- Modificación de las curvas de nivel.
- Impermeabilidad.
- Salinización de los suelos por efectos de derrames de agua de formación.
- Contaminación del suelo por derrames de agua congénita, hidrocarburos y por mal manejo de aguas residuales.

2. Identificación de impactos ambientales en el agua. Los impactos ambientales generados por las diferentes actividades desarrolladas en la etapa de explotación petrolera sobre sistemas acuáticos pueden ser los siguientes (la información no es limitativa):

- Cambios en la calidad de los cuerpos de agua debido al polvo que se deposita, el derrame de combustibles y demás residuos por manejo de equipo.
- Infiltración a mantos acuíferos.
- Generación de aguas residuales provenientes del proceso y de uso humano.
- Modificación de los cauces y lechos de los ríos.

3. Identificación de impactos ambientales en el aire. Los impactos ambientales generados por los proyectos petroleros en el sistema atmosférico en la etapa de explotación petrolera pueden ser los siguientes (la información no es limitativa):

- Cambios en la calidad del aire por la generación temporal de polvo, provocados por los cortes de nivelación y transporte de maquinaria, materiales y equipo.
- Emisión temporal de humo y polvo por el proceso de perforación y transporte de materiales.
- Emisión temporal de polvo y humo producto de las actividades de apertura de zanjas y tapado.
- Emisión de gases de combustión y/o subproductos de hidrocarburos en los quemadores.
- Emisión de gases de efecto invernadero.

4. Identificación de impactos ambientales en la flora y la fauna. Los impactos ambientales generados por los proyectos petroleros en la flora y la fauna en la etapa de explotación petrolera pueden ser los siguientes (la información no es limitativa):

- Pérdida de los refugios de la fauna.

- Disminución de la composición y distribución de la vegetación.
- Ruptura de los ciclos biológicos.
- Pérdida de hábitat.
- Generación de ruido por la acción de perforación.
- Fractura de la continuidad de la cobertura vegetal existente.
- Disminución de los refugios para fauna.
- Cambios en la composición y distribución espacial y temporal de la flora y fauna.
- Barreras para el libre paso de la fauna silvestre.

5. Identificación de impactos socioeconómicos y culturales. Las operaciones de explotación petrolera tienden a crear cambios económicos, sociales y culturales. Estos cambios son de importancia en los grupos locales ya que existe una pluriculturalidad en Guatemala. Los impactos pueden tener un efecto positivo o negativo.

Los principales impactos socioeconómicos y culturales que se pueden originar son:

- Cambios sobre el uso del suelo.
- Crecimiento o migración de la población local.
- Nuevos empleos, salarios.
- Cambios culturales y estructura social.
- Acceso a servicios básicos.
- Conflictos sociales entre grupos políticos, ONG's y grupos de la sociedad civil.
- Conflictos con otros proyectos en sitios arqueológicos, turismo.
- Incremento de vehículos, accidentes, ruido.
- Invasiones.

6. Impactos Positivos. También se pueden observar impactos positivos como lo son fuentes de empleo y disponibilidad de recursos básicos como agua, luz, educación, entre otros. Sin embargo, por las características de las poblaciones donde usualmente se desarrollan este tipo de actividades los efectos pueden ser impredecibles. Con un manejo adecuado, consultas y buenas negociaciones entre los encargados de los proyectos y las comunidades muchos impactos se pueden prever.

IV. LEGISLACIÓN Y REGULACIÓN AMBIENTAL

A. LEGISLACIÓN NACIONAL AMBIENTAL

1. Constitución Política de la República de Guatemala. La Constitución Política de la República de Guatemala es la ley suprema dentro del ordenamiento jurídico guatemalteco. Las normas constitucionales relacionadas con el sector petrolero ambiental son las siguientes (Congreso de la República de Guatemala 1985):

Patrimonio natural

Se declara de interés nacional la conservación, protección y mejoramiento del patrimonio natural de la Nación. El Estado fomentará la creación de parques nacionales, reservas y refugios naturales, los cuales son inalienables. Tendrá que publicarse una ley garantizará su protección y la de la fauna y la flora que en ellos exista (cf. Artículo 64).

Medio ambiente y equilibrio ecológico

El Estado, las municipalidades y los habitantes del territorio nacional están obligados a propiciar el desarrollo social, económico y tecnológico que prevenga la contaminación del ambiente y mantenga el equilibrio ecológico. Se dictarán todas las normas necesarias para garantizar que la utilización y el aprovechamiento de la fauna, de la flora, de la tierra y del agua, se realicen racionalmente, evitando su depredación (cf. Artículo 97).

Explotación de recursos naturales no renovables

Se declara de utilidad y necesidad públicas, la explotación técnica y racional de hidrocarburos, minerales y demás recursos naturales no renovables. El Estado establecerá y propiciará las condiciones propias para su exploración, explotación y comercialización (cf. Artículo 125).

Reforestación

Se declara de urgencia nacional y de interés social, la reforestación del país y la conservación de los bosques. La Ley determinará la forma y requisitos para la explotación racional de los recursos forestales y su renovación, incluyendo las resinas, gomas, productos vegetales silvestres no cultivados y demás productos similares, y fomentará su industrialización. La explotación de todos estos recursos, corresponderá exclusivamente a personas guatemaltecos, individuales o jurídicas. Los bosques y la vegetación en las riberas de los ríos y lagos, y en las cercanías de las fuentes de aguas, gozarán de especial protección (cf. Artículo 126).

Aprovechamiento de aguas, lagos y ríos

Se indica que el aprovechamiento de las aguas de los lagos y de los ríos, será para fines agrícolas, agropecuarios, turísticos o de cualquier otra naturaleza, que

contribuya al desarrollo de la economía nacional, está al servicios de la comunidad y no de persona particular alguna, pero los usuarios están obligados a reforestar las riberas y los cauces correspondientes, así como a facilitar las vías de acceso (cf. Artículo 128).

A partir de los artículos citados en de la Constitución Política de la República de Guatemala se emitieron las leyes y regulaciones que dan origen al marco legal del país para cada sector.

2. Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente. Decreto Ley 68-86. Esta Ley emana del artículo 97 de la Constitución Política de la República de Guatemala, siendo promulgada en el año 1986. Esta Ley es de gran importancia debido a que resguarda todas las normas para proteger el Medio Ambiente; su función es la de velar por el mantenimiento y equilibrio ecológico y la calidad del ambiente de los habitantes.

Para prevenir la contaminación ambiental se dictan las normas necesarias para garantizar que la utilización y el aprovechamiento de la fauna, de la flora, de la tierra y del agua, se realicen racionalmente, evitando su depredación. Por lo tanto, dentro de esta Ley se dan los lineamientos y bases para crear el marco regulatorio ambiental en cada uno de las diferentes áreas mencionadas anteriormente. A continuación se presentan los artículos que son relevantes para el sector petrolero ambiental (Congreso de la República de Guatemala 1986).

Estudio de impacto ambiental (EIA)

Todo proyecto, obra, industria o cualquier actividad que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales, al ambiente, o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y a los recursos naturales culturales del patrimonio nacional. Por lo tanto, todo proyecto que se realice dentro del territorio nacional deberá de presentar ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales un Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto a desarrollar (cf. Artículo 8).

Actualmente se cuenta con el Reglamento de Evaluación, Control y Seguimiento Ambiental, Acuerdo Gubernativo No. 23-2003 y sus modificaciones. Este Reglamento tiene como objetivo fundamental normar los Estudios de Evaluaciones de Impacto Ambiental y organizar el sistema de control y seguimiento ambiental. Los proyectos que requieren un EIA se muestran en listados anexos al Reglamento y con base a estos listados, las operaciones petroleras de exploración y explotación requieren de un Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental.

Sistema atmosférico

Para prevenir la contaminación atmosférica y mantener la calidad del aire, el gobierno por medio de la presente Ley, emitirá los reglamentos correspondientes. Actualmente el Gobierno de Guatemala no ha emitido ningún reglamento que regule los límites permisibles de emisiones de gases en el país, por lo que se toma en consideración los lineamientos del Banco Mundial u otras normas internacionales que delimiten las emisiones de gases a la atmósfera (cf. Artículo 14).

Sistema hídrico

El Gobierno de Guatemala velará por el mantenimiento de la cantidad de agua para uso humano y otras actividades cuyo empleo sea indispensable, por lo que emitirá las disposiciones que sean necesarias para el manejo de este recurso. Sin embargo, actualmente hay un proyecto de Ley General de Aguas que está siendo analizado en el Congreso de la República de Guatemala (cf. Artículo 15).

Sistemas lítico y edáfico

El Organismo Ejecutivo, a través de sus respectivos ministerios o entidades, emitirá los reglamentos correspondientes que sean necesarios, en relación con los procesos capaces de producir deterioro en los sistemas lítico (o de las rocas y minerales), y edáfico (o de los suelos), que prevengan de actividades industriales, minerales, petroleras, agropecuarias, pesqueras u otras. O cualquiera otras causas o procesos que puedan provocar deterioro de estos sistemas (cf. Artículo 16).

Prevención y control de la contaminación por ruido o audial

Establece que el Organismo Ejecutivo, a través de sus respectivos ministerios o entidades, emitirá los reglamentos correspondientes que sean necesarios, en relación con la emisión de energía en forma de ruido, sonido, microondas, vibraciones, ultrasonido o acción que perjudiquen la salud física y mental y el bienestar humano, o que cause trastornos al equilibrio ecológico (cf. Artículo 17).

Al igual que con el reglamento de emisiones de gases, el Gobierno de Guatemala no ha emitido ningún reglamento que regule los niveles de ruido en el país, por lo que se toman en consideración los lineamientos del Banco Mundial u otras normas internacionales que delimiten los niveles permisibles de ruido.

Prevención y control de la contaminación visual

El Organismo Ejecutivo emitirá los reglamentos correspondientes, relacionados con las actividades que puedan causar alteración estética del paisaje y de los recursos naturales, provoquen ruptura del paisaje y otros factores considerados como agresión visual y cualesquiera otras situaciones de contaminación y de

interferencia visual, que afecten la salud mental y física y la seguridad de las personas. Estos reglamentos aun no han sido emitidos (cf. Artículo 18).

Conservación y protección de los sistemas bióticos

El Organismo Ejecutivo emitirá los reglamentos correspondientes, relacionados con la protección de las especies o ejemplares animales o vegetales que corran peligro de extinción, así como velar por el cumplimiento de tratados y convenios internacionales relativos a la conservación del patrimonio natural (cf. Artículo 19).

3. Ley de Áreas Protegidas, Decreto Ley No. 4-89. Esta Ley se crea a partir del artículo 64 de la Constitución Política de la República de Guatemala, el cual declara de interés nacional la conservación y mejoramiento del patrimonio natural de la Nación y que mediante una ley específica se garantizara la creación de parques nacionales, reservas, los refugios naturales y la fauna y flora que en ellos exista.

Los objetivos de esta Ley son <<asegurar el funcionamiento Óptimo de los procesos ecológicos esenciales y de los sistemas naturales vitales para el beneficio de todos los guatemaltecos. Así como lograr la conservación de la diversidad biológica y alcanzar la capacidad de una utilización sostenida de las especies y los ecosistemas. Con ello se pretende defender y preservar el patrimonio nacional a través del establecimiento de las áreas protegidas necesarias en el territorio nacional, con carácter de utilidad pública e interés social. Para lo cual se crea el Sistema Guatemalteco de Áreas Protegidas (SIGAP), integrado por todas las áreas protegidas e identidades que las administran. Esta Ley contempla la creación del Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP) como la institución encargada de la coordinación y dirección del SIGAP.>> (Congreso de la República de Guatemala 1989). Adicionalmente, esta Ley establece la conformación y declaración de áreas protegidas, así como su categorización de acuerdo al manejo de las mismas.

Actividades dentro de las áreas protegidas

Se establece que las empresas públicas o privadas que tengan actualmente o que en futuro desarrollen instalaciones o actividades comerciales, industriales, turísticas, pesqueras, forestales, agropecuarias, experimentales o de transporte dentro del perímetro de las áreas protegidas, celebraran de mutuo acuerdo con el CONAP, un contrato en el que se establecerán las condiciones y normas de operación determinadas por un estudio de impacto ambiental (cf. Artículo 20).

Áreas legalmente declaradas

Todas aquellas áreas protegidas que están legalmente establecidas mediante decreto legislativo, decreto ley o acuerdo gubernativo y que se encuentran vigentes, conforman el SIGAP (cf. Artículo 88).

Áreas legalmente declaradas

Todas aquellas áreas protegidas bajo manejo que aun no han sido declaradas, pero se encuentran protegidas y manejadas, o se encuentran en alguna fase de estudio de aprobación legal, se declaran oficialmente establecidas por esta Ley (cf. Artículo 89).

La Ley de Áreas Protegidas es importante en el sector petrolero ya que algunas de las licitaciones y contratos petroleros se desarrollan en áreas protegidas. En el pasado se han tenido problemas porque algunos de los contratos petroleros surgieron antes de la creación de las áreas protegidas, lo cual causó controversias entre el sector petrolero y el sector ambiental. Es importante que dentro de los planes de manejo de cada una de las áreas se contemple el desarrollo de este tipo de actividades y los lineamientos ambientales que se deben seguir.

4. Ley Forestal. Decreto Ley No. 101-96. La Ley Forestal nace del artículo 126 de la Constitución Política de la República de Guatemala. Este declara de urgencia nacional y de interés social la reforestación y la conservación de los bosques, para lo cual se propicia el desarrollo forestal y su desarrollo sostenible.

Obligaciones en la explotación de recursos naturales no renovables

Esta Ley se establece que las personas que se dediquen a la explotación de recursos naturales no renovables, están obligadas a reforestar las reas que utilicen conforme se elimine la cubierta arbórea y a proporcionarles mantenimiento durante un mínimo de cuatro años. También se menciona que si las condiciones del terreno fueren adversas al establecimiento real del nuevo bosque, la reforestación se hará en otra área de igual extensión (cf. Artículo 66).

B. LEGISLACIÓN NACIONAL AMBIENTAL PETROLERA.

1. Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley No. 109-83. La Constitución Política de la República de Guatemala declara en el artículo 125 que es de utilidad y necesidad pública, la explotación técnica y racional de hidrocarburos, minerales y demás recursos naturales no renovables. Además indica que el Estado establecerá y propiciará las condiciones propias para su exploración, explotación y comercialización. A raíz de este artículo surge La Ley de Hidrocarburos, la cual contiene una serie de artículos en los cuales se considera el tema ambiental, sin embargo los lineamientos mencionados son muy generales y muchas veces limitados.

A continuación se enumeran los artículos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos que contemplan medidas ambientales (Congreso de la República de Guatemala 1983).

Indemnización

Todo contratista, contratista de servicios petroleros o subcontratista de servicios petroleros está obligado de conformidad con las leyes de la República, a reparar los daños y/o perjuicios que irroguen al Estado o a particulares y sus respectivos bienes, inclusive los derivados de la contaminación del medio ambiente (cf. Artículo 17).

Medidas de prevención

En el desarrollo de las operaciones petroleras, los contratistas, contratistas de servicios petroleros o subcontratistas de servicios petroleros, deben adoptar y ejecutar todas las medidas razonablemente necesarias con respecto a las siguientes materias: la protección del medio ambiente, incluyendo la no-contaminación de la atmósfera, ríos, lagos, mares y aguas subterráneas; y la reforestación y la preservación de recursos naturales y sitios arqueológicos, así como otras áreas de valor científico, cultural y turístico. El Gobierno por intermedio del Ministerio emitirá las guías, circulares, resoluciones, disposiciones o reglamentos correspondientes para el mejor cumplimiento de este artículo (cf. Artículo 41).

2. Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo No. 1034-83. Dentro de este Reglamento se encuentran los siguientes Artículos relacionados con ambiente, protección ambiental o medidas de mitigación.

Programa de desarrollo

Antes de finalizar la ejecución del primer programa de explotación de un área, el contratista presentará un programa de desarrollo que contendrá como mínimo:

Las medidas de control de contaminación y seguridad que se pondrán en práctica (cf. Artículo 130).

Fianza de indemnización

Antes de la suscripción de un contrato de operaciones petroleras y durante su vigencia, el contratista obtendrá y presentará ante el Ministerio de energía y Minas, fianza o garantía con el fin de reparar los posibles daños y/o perjuicios que se irroguen al Estado o a particulares y sus respectivos bienes, inclusive los derivados de la contaminación. La fianza o garantía será revisada anualmente por el Ministerio de Energía y Minas (cf. Artículo 139).

3. Reglamento para operar como contratista de servicios petroleros o subcontratista de servicios petroleros, Acuerdo Gubernativo No. 299-84. En este Acuerdo Gubernativo se encuentra el siguiente Artículo que indica una fianza o garantía para cubrir daños y/o perjuicios:

Obligación de presentar fianza

La Dirección por cada contrato determinará el monto de una fianza o garantía, la cual debe presentar dentro de un plazo de quince (15) días que fije la Dirección previamente a resolver, extendida a favor de esta última por una institución autorizada para operar en la República, que cubra los posibles daños y/o perjuicios que se puedan causar al Estado o a terceras personas por parte del contratista de servicios petroleros o subcontratista de servicios petroleros (cf. Artículo 8).

4. Ley de la Comercialización de Hidrocarburos, Decreto No. 109-97. Esta Ley tiene como propósito facilitar e incentivar la participación del sector privado en la comercialización de hidrocarburos y de velar porque se cumpla con las normas de seguridad, protección del ambiente, calidad, volúmenes y pesos de despacho.

La Ley de Comercialización de Hidrocarburos contiene un capítulo denominado Protección del Medio Ambiente, el cual está compuesto por dos artículos. El artículo 44 que trata sobre el contenido de azufre, agua y sedimentos de los combustibles. Y el artículo 45 establece que en la planificación y operación de proyectos de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros se deben acatar las leyes sobre protección ambiental (MEM 1997).

5. Circulares Informativas.

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos ha emitido 10 circulares informativas relativas a la presentación

de programas de exploración, explotación, presentación de informes periódicos, entre otros y una sola de ellas la Circular informativa Numero 4-86 relativa a perforación, completación, pruebas y explotación de pozos. Esta circular número 4-86 contiene artículos que hacen referencia a medidas preventivas.

C. REGULACIÓN AMBIENTAL INTERNACIONAL RELACIONADA CON LA EXPLOTACIÓN PETROLERA.

Se efectuó una investigación sobre la Legislación Ambiental sobre explotación petrolera en el ámbito latinoamericano. Se consultó normativa de Colombia, Perú, Ecuador, Argentina y Venezuela. Se consideró que la regulación ambiental de Ecuador y Perú pueden adaptarse al ámbito guatemalteco y se profundizó en el análisis de estos dos países. A continuación un breve análisis de la documentación consultada.

1. Regulación Ambiental en Ecuador. Se consultó el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto 1215 publicado en el Registro Oficial 265 de 13 de febrero de 2001.

Este reglamento es bastante completo, se establecen reglas claras en materia socio-ambiental para las distintas fases de las operaciones hidrocarburíferas y están orientadas a promover sistemas eficientes y modernos de gestión ambiental. Ayuda a los organismos del Estado a cumplir eficientemente con sus responsabilidades de monitoreo, control, fiscalización y auditoría ambiental.

Este reglamento ha sido el producto de un proceso de consulta y discusión con los actores involucrados en las operaciones hidrocarburíferas que se realizan en el Ecuador tanto públicos como privados. Se toma en consideración que la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos es una necesidad y que requieren adoptar las medidas de protección al ambiente para las generaciones actuales y futuras.

Se menciona la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, en la cual se establecen principios tales como: <<Que los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente>>. Así mismo, las Políticas Ambientales del Ecuador establecen que la Gestión Ambiental se fundamentará en la cooperación y coordinación dirigidas a garantizar un desarrollo sustentable, sobre la base del equilibrio entre lo social, lo económico y lo ambiental.

Como parte del proceso de elaboración se revisaron estándares internacionales y se recogieron algunos que aparecen adecuados para la

realidad del Ecuador. Así mismo, se realizaron comparaciones bibliográficas sobre gestión y estándares ambientales de la industria petrolera a nivel tanto nacional como internacional.

a. Emisiones a la atmósfera. En el Reglamento, en lo que corresponde a los parámetros y límites para el monitoreo y control ambiental, se establecen valores máximos referenciales para el control y reducción de emisiones a la atmósfera en función de los parámetros ambientalmente significativos. Se establecen frecuencias de monitoreo para diferentes tipos de instalaciones hidrocarburíferas, lo que en un futuro permitirá establecer los valores límites permisibles para cada parámetro y tipo de fuente de emisión. Además de estructurar operacionalmente este monitoreo de emisiones a la atmósfera, implica una revisión permanente de procesos, equipos y la adopción de medidas correctivas cuando sea el caso.

b. Descargas líquidas. Para el monitoreo de descargas líquidas se requiere en primer lugar que cada operadora defina y reporte los puntos de descarga, así como un punto de control en el respectivo cuerpo receptor. El monitoreo se realizará en función de un juego de parámetros significativos para la actividad petrolera, tanto en las descargas como en el punto de control del cuerpo receptor. Los muestreos y análisis se efectuarán con periodicidad establecida para las diferentes fases y actividades hidrocarburíferas.

c. Suelos contaminados. Para suelos contaminados se establecen parámetros y límites permisibles en función del uso posterior que se dará al suelo después de una remediación (uso agrícola o uso industrial). Además se establece una categoría para suelos de valor ecológico y sujeto a una protección específica; como por ejemplo los pantanos en la Amazonia.

Para proyectos de remediación se requiere no solamente una caracterización inicial del suelo sino también un monitoreo sistemático para determinar el momento en el que se logren las metas establecidas.

El tratamiento y la disposición de lodos y ripios de perforación se controlan basándose en pruebas de lixiviación. Los límites permisibles para los diferentes parámetros se establecen de manera diferenciada, dependiendo del tipo de disposición final y con o sin impermeabilización de la base. El muestreo y análisis se efectúa en el momento de la disposición, así como a los 7 días, 3 y 6 meses posteriores.

Se establecen formatos básicos para los reportes periódicos que requiere el organismo de control de la industria petrolera. Para los parámetros de monitoreo y control, se definen los métodos referenciales con base a estándares internacionales aceptados (métodos ASTM, entre otros). De tal manera que se garantiza a futuro que la información generada en todo el sector sea comparable. Adicionalmente, se implementa un sistema de calificación y

seguimiento a los laboratorios que realizan los análisis físico-químico para garantizar la calidad de estos servicios y la confiabilidad de los resultados

El reglamento ambiental para las operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador establece un marco de control y monitoreo ambiental de las actividades petroleras enfocado en estándares definidos para todos los componentes ambientales y en una estructura de generación, manejo y sistematización de la información ambiental hidrocarburífera generando reportes periódicos a presentarse al organismo de control.

2. Regulación Ambiental en PERU. Se consultó la Guía para Elaborar El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental contenida en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos en Perú.

Este reglamento, Decreto Supremo No.046-93-EM, se promulgó en noviembre de 1993; con esta norma todos los operadores de proyectos existentes de hidrocarburos deben presentar a la Dirección General de Hidrocarburos en Perú, El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental.

La guía ayuda a aquellos que actualmente se encuentran operando proyectos de hidrocarburos en el Perú y a aquellos que están relacionados con la valuación y regulación de estos proyectos desde una perspectiva ambiental. La normativa incluye a consultores, auditores y autoridades del gobierno.

El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental está definido como el programa que describe las acciones e inversiones necesarias para realizar cambios en las operaciones petroleras actuales, describen las modificaciones necesarias en las instalaciones y procedimientos, en los planes y prácticas de contingencia y monitoreo de la calidad del aire y del agua. Esta prescripción debe elaborar en detalle el costo y el programa de los cambios requeridos.

Los elementos que se requieren en El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental son:

- Descripción del proyecto,
- Descripción del ambiente existente,
- Revisión del cumplimiento de los reglamentos (concordancia),
- Desarrollo de un Plan de Manejo Ambiental,
- Evaluación de los impactos remanentes que se esperan después de la implementación del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental para asegurar que se alcanzará un nivel aceptable de protección ambiental, y
- Desarrollo de programas especiales que incluyan el monitoreo y los planes de contingencia.

El Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) se centra en la identificación de deficiencias e impactos existentes y en la descripción de medidas y compromisos para mitigar los impactos ambientales y hacer que el proyecto se adecue a los reglamentos actuales. Además, el PAMA debe considerar todos los requisitos ambientales aplicables a las diferentes fases y tipos de actividades de hidrocarburos.

Es prerrogativa del operador de las actividades e instalaciones de hidrocarburos determinar el área de las instalaciones que será cubierta por un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental. Resulta irreal esperar que se presente un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental por cada pozo en un campo de producción. Tampoco es realista esperar que un solo Programa de Adecuación y Manejo Ambiental comprenda todas las operaciones de exploración y producción llevadas a cabo en diferentes regiones geográficas.

Las instalaciones y operaciones cubiertas por un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental deben comprender un proyecto concreto compuesto de partes interrelacionadas. La misma compañía, empresa colectiva o persona natural debe ser propietaria y dirigir el proyecto y todos los componentes. Este también debe ser el mismo proyecto que se someta a un informe de cumplimiento ambiental anual. Algunos ejemplos de proyectos que podrían considerarse bajo un único Programa de Adecuación y Manejo Ambiental incluyen lo siguiente:

- Un campo de producción que conste de pozos, líneas de flujo, vías de acceso, campamento e instalaciones de tratamiento y almacenamiento;
- Un sistema de transporte de oleoductos con compresor asociado o estaciones de bombeo e instalaciones de almacenamiento;
- Una refinería, que incluya todas las instalaciones ubicadas dentro del cerco de la planta y cualquier instalación directamente relacionada tal como oleoductos y almacenes ubicados fuera del cerco de la planta;
- Una terminal marítima con su muelle, tuberías de flujo, sistema de carga y tanques de almacenamiento y sistema de tratamiento de lastre;
- Una o más estaciones de servicio y/o plantas de venta de propiedad y operación de una compañía o persona natural en un área geográfica definida.

La guía para elaborar el programa de adecuación y manejo ambiental, contenida en el reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos, se considera bastante práctica para cada una de las actividades de exploración y producción de petróleo. El programa de adecuación y manejo ambiental se centra en la identificación de deficiencias e impactos existentes y en la descripción de medidas y compromisos para mitigar los impactos y hacer que el proyecto se adecue a los reglamentos actuales. Además, el programa de adecuación y manejo ambiental debe considerar todos los requisitos ambientales aplicables a las diferentes fases y tipos de actividades de hidrocarburos.

V. REVISIÓN DE MEDIDAS AMBIENTALES DE LOS PROGRAMAS DE EXPLOTACION PETROLERA DE LAS EMPRESAS QUE OPERAN ACTUALMENTE EN GUATEMALA

Actualmente en Guatemala sólo tres contratos petroleros están en producción de petróleo. La empresa Perenco Guatemala Limited es la operadora del Contratos 2-85 (Campo Xan) y del Contrato de Servicios Petroleros de Emergencia 1-2006 (Campos Rubelsanto, Chinaja Oeste, Caribe y Tierra Blanca). Mientras que la empresa Petro Energy S. A. Opera el Contrato 1-91 (Campos Chocop y Yalpemech)

A. PLAN GERENCIAL DE MANEJO AMBIENTAL Y SOCIOCULTURAL (PGMA) DE LA OPERADORA PERENCO GUATEMALA LIMITED

En lo que respecta al Contrato 2-85 (Campo Xan) y Contrato de Servicios Petroleros de Emergencia 1-2006 (Campos Rubelsanto, Chinajá Oeste, Caribe y Tierra Blanca), en julio de 1996 Basic Resources Internacional Limited, anterior operadora de estos contratos, presentó ante el Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos "EL PLAN GERENCIAL DE MANEJO AMBIENTAL Y SOCIOCULTURAL (PGMA)". Este plan gerencial presenta una serie de planes específicos enfocados a las medidas ambientales de prevención, control, mitigación y rehabilitación.

Los planes que contempla el PGMA son:

- Plan de medidas ambientales
- Plan de manejo de desechos
- Plan de monitoreo y seguimiento ambiental
- Plan de contingencia
- Plan de investigación
- Plan de recuperación y compensación en las áreas intervenidas
- Plan de acercamiento comunitario
- Plan de educación y capacitación ambiental
- Plan de apoyo a la gestión ambiental del Parque Nacional Laguna del Tigre

El objetivo principal del PGMA es establecer mecanismos de control y supervisión (Planes de Trabajo) orientados a promover una mejor gestión ambiental de las operaciones de exploración y explotación petroleras de la empresa.

Entre los objetivos secundarios o específicos están el fortalecimiento e integración de las actividades de carácter ambiental, monitoreos ambientales y capacitación a fin de minimizar los impactos adversos significativos al ambiente. También se incluye una prevención efectiva de la posible contaminación, reducción de desechos y optimización de recursos.

En cada uno de los planes que contempla del PGMA se presentan: los objetivos, las medidas ambientales, el seguimiento ambiental y evaluación.

1. El plan de medidas ambientales incluye medidas y acciones individuales tendientes a la prevención, control, mitigación y rehabilitación de los impactos identificados.

2. El plan de manejo de desechos, contempla las acciones que permitan identificar, reciclar, controlar y disponer los desechos provenientes de la exploración y explotación de petróleo.

Como regla general y de acuerdo a los procedimientos de la EPA (Environmental Protection Agency de los Estados Unidos), la selección de la opción de manejo se realiza con base a la siguiente jerarquía de preferencias:

- Reducción de la fuente: implica la reducción de las cantidades y la toxicidad de los desechos generados.
- Reciclaje: significará el re-usó o la reducción de los desechos generados en la medida que sea posible.
- Tratamiento: se refiere a la aplicación de técnicas para reducir el volumen o la relativa toxicidad de los desechos inevitablemente generados.
- Disposición: incluye la utilización de métodos apropiados para colocar los desechos generados en el ambiente, con el objetivo de minimizar los impactos y proteger la salud humana.

3. El plan de monitoreo y seguimiento ambiental se implementa a través de estaciones de muestreo la calidad del agua, aire y ruido. Este monitoreo se realiza por un contratista de servicios ambientales, independiente, registrado y autorizado por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y la Secretaria de Planificación Económica.

Se encuentra incluido un monitoreo de las condiciones socioeconómicas en las comunidades aledañas a las áreas de contratos, incluyendo migraciones, tenencia y uso de la tierra, economía familiar, servicios, escolaridad y salud, entre otros.

4. El plan de contingencia es el procedimiento escrito que provee de las guías básicas de acción, información, notificación, dirección y procedimientos ante riesgos existentes o potenciales que se originen por alguna situación de emergencia, respondiendo en forma colectiva, coordinada, adecuada y oportuna con criterios de seguridad, eficiencia y rapidez. En el caso de la industria petrolera, estos riesgos se refieren principalmente a la potencialidad de ocurrencia de derrames de hidrocarburos, incendios y fugas de H₂S (ácido sulfhídrico).

El alcance de este plan comprende el establecimiento de la organización, la habilidad en la respuesta, las responsabilidades, la disponibilidad de recursos y la notificación que entran en acción para controlar y minimizar el impacto de un evento contingente.

Estos planes comprenden procedimientos de respuesta ante derrames, incendios o explosiones, fugas de H₂S o gases combustibles, acciones terroristas y catástrofes.

5. El plan de investigación toma como punto de partida los estudios de la línea base desarrollados en los EIA's y los estudios complementarios relativos a la caracterización preliminar de la biodiversidad del área de contrato y al reporte sobre los efectos acumulativos, aplicado a los estudios de carácter socioeconómico, a fin de generar información de apoyo. El plan se integra con tres programas principales: programa de estudio de los recursos bióticos y abióticos, programa de estudios antropológicos y programa de estudios arqueológicos.

6. El plan de recuperación y compensación en las áreas intervenidas pretende reducir, cambiar la condición y/o compensar los impactos relacionados con la remoción de la cobertura vegetal y la pérdida o afectación a la calidad de los suelos, en aquellas áreas que han estado sujetas a la actividad petrolera. También se incluyen las áreas que en el futuro puedan serlo y posteriormente sean abandonadas.

7. El plan de acercamiento comunitario pretende integrar y dar continuidad a las actividades de bienestar común y obra social, como parte de la proyección social de la empresa con las comunidades aledañas a los proyectos petroleros. El plan tiene definidos dos programas; el programa de asistencia en infraestructura educacional y de salud y el programa de apoyo para el estudio de la cultura maya local.

8. El plan de educación y capacitación ambiental es un proceso que consiste en reconocer valores y aclarar conceptos para el fomento de las aptitudes y actividades necesarias para pretender y apreciar las interrelaciones entre el hombre, su cultura y su medio físico. Por otro lado, la capacitación ambiental es el proceso de entrenamiento sistemático para actualizar prácticas de trabajo tendientes a la protección del entorno y a promover la seguridad de la operación, en todas sus fases de planificación, diseño y desarrollo.

9. El plan de apoyo a la gestión ambiental del Parque Nacional Laguna del Tigre tiene como propósito reunir las actividades que la operadora ha realizado y realiza en apoyo a las instituciones que administran este parque.

Periódicamente, bianualmente o cuando lo amerite, el PGMA, será evaluado a fin de establecer la efectividad de la aplicación de sus planes. La

metodología para esta evaluación esta basada en la comparación de metas alcanzadas con las inicialmente programadas, la actualización y re-evaluación de los impactos ambientales y comparación de los impactos proyectados en el estudio con los que realmente se hayan presentado y finalmente la realización de auditorias ambientales.

El plan gerencial de manejo ambiental y sociocultural (PGMA) presentado por la operadora Basic Resources International Limited y actualmente utilizado por Perenco Guatemala Limited se considera como un plan bastante completo abarcando las diferentes fases, tanto de la exploración como de la explotación petrolera. Se trata, sin embargo, de un plan privado y no de la implementación de regulaciones nacionales sobre la protección y conservación del ambiente emitidas por autoridades correspondientes (MARN y MEM).

B. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL: MEDIDAS PREVENTIVAS, DE CONTROL, MITIGACIÓN Y REHABILITACIÓN DEL PROYECTO YALPEMECH DE LA OPERADORA PETRO ENERGY S.A.

En Mayo de 1997 la Compañía General de Combustibles S.A., presentó el estudio de evaluación de impacto ambiental del proyecto Yalpemech. Con base en análisis de impactos y vulnerabilidad se consideran las medidas a tomar para evitar o disminuir los efectos en cada uno de los componentes del medio. Estas sugerencias se presentan en la forma de un plan de manejo ambiental en el capítulo 7 del estudio de impacto ambiental del proyecto Yalpemech.

El plan de manejo ambiental para el proyecto Yalpemech contempla:

1. Medidas preventivas y de control. La operadora se compromete a efectuar inspecciones para controlar las obras, instalaciones y sistemas que existen en las actividades hidrocarburíferas, con el objeto de verificar que las mismas no ocasionen perjuicios a la salud humana, flora y fauna. Para estos efectos se basará en las leyes de protección del medio ambiente y según las practicas internacionales en materia de preservación de los recursos naturales.

2. Medidas ambientales aplicables a operaciones en la industria petrolera. Se presentan programas que describen aspectos técnicos y financieros a desarrollar en los campos petroleros incluyéndose medidas para preservar el medio ambiente enfocadas en forma general:

- Mitigación
- Control
- Prevención
- Compensación
- Rehabilitación
- Medidas Contingencia

a. Medidas ambientales de mitigación: Son aquellas que se implementan para atenuar y reducir los efectos ambientales negativos de las operaciones hidrocarburíferas.

b. Medidas ambientales de control: Son aquellas que permiten garantizar la mínima ocurrencia de imprevistos que inciden negativamente sobre el ambiente. Se basan en programas de control de contaminación, mantenimiento, seguridad industrial, etc.

c. Medidas ambientales de prevención: Son aquellas que anticipadamente se implementan para evitar el deterioro del ambiente.

d. Medidas ambientales de compensación: Son aquellas que se requieren para compensar y contrarrestar el deterioro y/o sustracción de algún elemento tangible o intangible del ambiente existente antes o durante la ejecución de las operaciones hidrocarburíferas.

e. Medidas ambientales de Rehabilitación: Son aquellas necesarias para minimizar el deterioro del ambiente, procurar su mejoramiento durante o después de las operaciones hidrocarburíferas.

f. Medidas ambientales de contingencia: Son aquellas que se diseñan o implementan para enfrentar imprevistos o accidentes durante la construcción y operación de la industria hidrocarburífera y que protegen de la afectación negativa del ambiente en el área de influencia del proyecto.

3. En la fase de Explotación se indica lo siguiente:

a. Instalaciones de Producción. La construcción y funcionamiento de la infraestructura para la producción de hidrocarburos, se hará ajustándose a reconocidas normas de seguridad industrial y ambiental para prevenir y reducir los efectos indeseables que posibles accidentes, fugas, fallas operacionales y derrames puedan producir en el ambiente social y natural del área de operaciones.

La operadora contará con un programa de prevención de corrosión y de control de las instalaciones de producción, almacenamiento y transporte.

Para combustionar los gases naturales resultantes de la operación, que no sean objeto de industrialización o de conservación energética, se utilizarán quemadores de no menos de tres metros de altura y se les adecuará sistemas de aireación para conseguir una combustión perfecta y reducir a los límites permisibles de descarga de productos tóxicos y contaminantes resultantes de la combustión.

En el caso de utilizarse compresores, se les adecuarán dispositivos especiales para reducir el ruido a un límite no mayor a los 70 decibles, medidos a una distancia de 200 metros y atenuar su vibración. Se observará lo mismo para el caso de bombas y motores.

b. Fosas de estaciones de producción. Toda estación de producción tendrá dos fosas destinadas al almacenamiento de los fluidos resultantes del proceso de separación. Las dimensiones de las fosas serán tales que almacenen aproximadamente un volumen de fluidos al menos igual al doble de producción diaria de fluidos de desecho de la estación.

Las paredes y el fondo de las fosas serán compactados con una mezcla de suelo, bentonita y poliedro para no permitir la filtración de los fluidos. Periódicamente se realizará el mantenimiento de las fosas para lo cual se procederá a almacenar los fluidos en los tanques.

c. Pruebas de producción. A excepción de los pozos exploratorios, las pruebas de producción de los pozos de avanzada y de desarrollo se realizarán contra tanque o hacia la estación de producción.

Para los pozos exploratorios se construirá una fosa impermeabilizada para alojar el crudo hasta su evacuación a la estación de producción. Una vez terminadas las pruebas de producción y desalojo de los fluidos, se procederá al taponamiento y compactado de las fosas.

d. Reacondicionamiento de pozos y trabajos especiales. Previo al inicio del trabajo se comprobará el buen estado del equipo de reacondicionamiento y de la localización.

Todos los líquidos provenientes de reacondicionamientos de pozos deberán ser enviados a tanques con suficiente capacidad y seguridad. También se pueden utilizar fosas impermeabilizadas.

Durante la completación de pozos será necesario aislar adecuadamente los acuíferos y zonas permeables para evitar la contaminación de aguas superficiales y subterráneas.

Como complemento a lo anterior se establece un plan de monitoreo ambiental contenido en el capítulo 8 del estudio de impacto ambiental proyecto Yalpemech que permite que las operaciones se desarrollen en completa compatibilidad con el ambiente local. Así mismo, en el capítulo 9 se presenta el plan de seguridad industrial y los planes de contingencia a ser implementados en distintas situaciones de emergencias que pueden ocurrir en este tipo de proyectos.

El plan de manejo ambiental que presenta las medidas preventivas, de control, mitigación y rehabilitación, del proyecto Yalpemech presentado por la operadora Compañía General de Combustibles se considera como un plan integral que abarca, tanto la exploración como la explotación petrolera. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, no se han emitido normas que regulen oficialmente la protección ambiental en la industria petrolera.

VI. GUÍAS AMBIENTALES APLICADAS A LA EXPLOTACIÓN PETROLERA

En los capítulos anteriores se efectuó una revisión de la normativa nacional legal y ambiental; y de parte de la legislación ambiental del Ecuador y Perú. Además se profundizó en los programas de manejo ambiental de los contratos petroleros que actualmente están vigentes y con producción de petróleo en Guatemala. Y como resultado de los análisis anteriores se presenta una propuesta de guías ambientales a aplicarse en las diferentes fases de la explotación petrolera, como lineamientos ambientales de prevención y control.

Las guías se han dividido de la siguiente manera:

- Guía ambiental para la construcción de plataformas de perforación petrolera
- Guía ambiental para la perforación de pozos de desarrollo o producción
- Guía ambiental para la operación del campo petrolero

A continuación se describe el contenido de cada una de las guías propuestas.

GUÍA AMBIENTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN PETROLERA

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos básicos para el manejo ambiental durante la construcción de las plataformas de perforación y sus accesos.

2. GESTIÓN AMBIENTAL

La empresa operadora del contrato petrolero debe desarrollar las medidas ambientales de prevención, control, mitigación y rehabilitación.

A continuación los lineamientos principales para la construcción de los accesos y de plataforma de perforación.

a. Previo a la construcción de accesos y plataforma de perforación

| ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|---------------------------------------|---|
| Construcción de accesos y plataformas | Realizar un inventario de diversidad biológica. |
| | Realizar una prospección arqueológica en el área. |

b. Construcción de accesos

| ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|-------------------------|---|
| Construcción de accesos | Aprovechar en lo posible los caminos existentes para el acceso a la plataforma. |
| | Debe respetarse los drenajes naturales. |
| | Los anchos de rodaduras de los caminos de acceso no deberán exceder los 5 metros de ancho. |
| | En el cruce de ríos, quebradas o cruces de drenaje natural de las aguas de lluvia construir instalaciones acordes con los regímenes naturales de estos cursos para evitar la erosión de sus lechos o bordes producidas por desborde o aceleración de flujo de agua. |
| | En los caminos de acceso restringir el paso de medios motorizados de transporte no autorizados así como de personas, para evitar la invasión de terrenos y la deforestación del área bajo responsabilidad de la compañía petrolera. |
| | Deben instalarse las señales referentes al control de accesos, límites de velocidad y tuberías. |

c. Construcción de plataformas de perforación o emplazamientos

| ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--------------------------------------|--|
| Áreas de construcción de plataformas | Toda plataforma a ubicarse en área boscosa, evitar, en lo posible, la construcción en bosque primario o selva virgen. |
| | Toda plataforma debe ubicarse lejos de viviendas para evitar riesgos a la salud humana. |
| | De ser necesario el corte de árboles y movimiento de tierras para construir la plataforma de perforación, el diseño y técnicas empleadas en su construcción deberán minimizar los riesgos de erosión. |
| | Toda plataforma de perforación serán de una extensión no mayor de 8,000 m ² (un rectángulo de aproximadamente 130 x 60 m.) Geopetrol, S. A. 2004:10 |
| | Toda plataforma de perforación se construirá en un lugar alejado de ríos, lagos, cuerpos de agua, humedales y pantanos, para que no constituyan un riesgo para los mismos. |
| | Toda plataforma contará con un sistema de drenajes, donde se recolectará o desalojará en forma independiente el agua de lluvias, derrames de lubricantes y combustibles, y las aguas provenientes del lavado de los equipos. |
| | El área de seguridad ₁ de las plataformas deberá tener un radio de 100 metros, medidos desde el centro del pozo. |
| | Debe evitarse la construcción de plataformas en zonas cuya topografía requiera realizar cortes en el perfil original del terreno. |
| | La plataforma de perforación será mantenida libre de basura o desechos sólidos. |
| | Todos los materiales a utilizarse en la construcción de la plataforma deben provenir de bancos autorizados. |
| | No se debe cementar la plataforma de perforación. |
| | Deberá prevenirse la erosión y monitorear en forma continua el drenaje y la erosión para implementar las medidas de control correspondientes. |
| | Las plataformas de perforación serán niveladas y compactadas. |

| | |
|--------------------------------------|---|
| Áreas de construcción de plataformas | Si existe la necesidad de utilizar campamentos móviles, ya sea porque no existe ninguna población cercana o por la localización del área de trabajo, se utilizarán zonas que ya hayan sido previamente alteradas, siempre y cuando esto no afecte procesos de recuperación natural previstos. |
| | Deben almacenarse las sustancias tóxicas y peligrosas en los lugares designados para los mismos los cuales deben ser señalados apropiadamente. |
| | No se permitirá la permanencia de las familias de los trabajadores en los campamentos. |

¹ Área de seguridad es el área mínima libre que debe existir entre las instalaciones de perforación y los caminos públicos, asentamientos humanos y/o comerciales.

GUÍA AMBIENTAL PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO O PRODUCCIÓN

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos básicos para el manejo ambiental, previo, durante y finalizada la perforación de pozos de desarrollo o producción.

2. GESTIÓN AMBIENTAL

La empresa operadora del contrato petrolero, debe desarrollar las medidas ambientales de prevención, control, mitigación y rehabilitación.

A continuación los lineamientos principales para el manejo ambiental, previo y durante, la perforación de pozos de desarrollo o producción.

a. Criterios generales para la localización del pozo

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|---|-----------------------|---|
| Criterios generales para localización de pozo | Emplazamiento de pozo | Preferir áreas planas, alejadas de cuerpos de agua. |
| | | Utilizar áreas no sujetas a riesgos naturales y no controlables mediante obras de estabilización. |
| | | Utilizar terrenos que soporten el equipo. |
| | | El sitio tendrá área suficiente para desarrollar la operación, sin sacrificar la seguridad. |
| | | Definición previa de un plan de ocupación para optimizar el uso del espacio |
| | | La preferencia será por localizaciones que impliquen menores requerimientos de construcción de vías e infraestructura. |
| | | Máxima distancia posible a asentamientos humanos. |
| | | Alrededor del área de perforación se construirán drenajes para prevenir el ingreso de las aguas de lluvia o de escorrentía. |
| | Accesos | Aprovechar en lo posible los caminos existentes. |

b. Construcción de fosas de lodos, fosa de agua limpia y fosa de quema

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--|--|--|
| Construcción de fosas de lodos, fosa de agua limpia y fosa de quema. | Área de emplazamiento | Construir para cada área de emplazamiento un mínimo de 3 fosas, de 40 metros por lado, de 2 a 3 metros de profundidad incluyendo la construcción de un dique de aproximadamente un metro de alto, para la prevención de derrames. Estas fosas tendrán la finalidad de almacenar los ripsos de lodos de perforación, agua limpia y para quema de hidrocarburos provenientes del pozo, si los hubiese. |
| | | Las fosas de lodos tendrán una capacidad para almacenar un metro cúbico de fluidos y ripsos por pie perforado. |
| | | Las fosas de lodos se ubicarán contiguas a las descargas de los fluidos y ripsos del equipo de perforación. |
| | | Las paredes y el fondo de las fosas serán compactadas e impermeabilizadas por medio de geomembranas de PVC o de poliuretano. |
| | Las fosas serán cercadas por mallas metálicas para evitar el ingreso de personas y animales. | |
| | Área fuera del emplazamiento | La fosa de quema se construirá cerca del límite de emplazamiento, a una distancia aproximada de 40 metros y en dirección opuesta a la tendencia general de los vientos predominantes. |

c. Bodega-almacén

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|---------------------------|-------------------------|---|
| Construcción y ubicación. | Área de Bodega- Almacén | Utilizar materiales prefabricados (láminas de zinc, maderas procesadas) |
| | | Instalar techo y paredes para evitar el deterioro de los productos. |
| | | Construir cunetas perimetrales o bordillos para el desalojo de aguas lluvias. |

| | | |
|----------------------------|------------------------|--|
| Manejo del almacenamiento. | Área de bodega-almacén | La bodega-almacén se dotará de los elementos necesarios para la manipulación sin riesgo (de daño físico que cause derrames, o de seguridad para los operarios o almacenistas) de los productos o sustancias. |
| | | El operador dispondrá de la ficha técnica de cada sustancia o producto almacenado en la bodega -almacén. La ficha indicará cómo proceder en caso de derrame u otro tipo de incidente. |

d. Transporte y almacenamiento de combustibles

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--------------------------------|---|---|
| Transporte | Circulación de cisternas en áreas no restringidas | Se hará por cisternas (carros-tanque), y éstos deben satisfacer requisitos de seguridad |
| Almacenamiento de combustibles | Área para tanques de almacenamiento de combustibles | Se ubicará en áreas alejadas de aquellas donde se realicen operaciones en caliente (soldadura, etc.). |
| | | El tanque se colocará sobre superficie de suelo-cemento, o impermeabilizada. |
| Almacenamiento de combustibles | Área para tanques de almacenamiento de combustibles | Almacenamiento confinado mediante dique cuya capacidad sea de por lo menos el 110% del volumen del tanque de mayor capacidad. |
| | | El dique estará provisto de válvula para evacuación de aguas lluvias, la cual permanecerá cerrada. |

e. Perforación de pozo

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--|-----------------------------|---|
| Criterios previos a realizar perforación | Área de perforación de pozo | Previo al inicio de la perforación deberá estar instalado y en buen estado de funcionamiento el equipo de control de pozos o preventor de reventones (BOP: Blowout prevention) necesario para una operación segura y eficiente. |

| | | |
|-------------------------|-----------------------------|---|
| Criterio de perforación | Área de perforación de pozo | El equipo de control de pozos (BOP) tendrá la capacidad adecuada al riesgo, la exposición y grado de protección necesarios para controlar la presión del pozo y proteger el ambiente. |
| | | Existirán detectores de H ₂ S (Ácido Sulfhídrico), con alarma visual y auditiva, en el área de la plataforma. |
| | | Se tendrá suficientes aditivos para poder reemplazar el 60% del lodo del sistema, así como aumentar su peso 30% en cualquier momento, como mínimo. |
| | | En caso que el pozo atravesase algún acuífero dulce, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse cubriendo por lo menos 25 metros bajo el acuífero. |

f. Fluidos de perforación

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--|-----------------------------------|---|
| Manejo de instalación de bombas y tanques de lodos | Área de bombas y tanques de lodo. | Se instalarán sobre suelo o superficie endurecida |
| | | Se construirá zanja perimetral que desagüe a trampa de grasas (fosas API). |
| Administración de las fosas | Área de fosas | Mantener un inventario de todos los compuestos añadidos al lodo de perforación, incluyendo todos los aditivos |

g. Instalaciones y equipo en general

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--|---------------------|---|
| Selección de equipo para instalaciones | Área de perforación | El sistema de iluminación, incluyendo cables eléctricos e interruptores, deben ser del tipo a prueba de explosión, siguiendo las normas API RP-500 y NFPA-70 o las que la sustituyan. |
| | | Los escapes de los motores de perforar tendrán dispositivos de enfriamiento por agua. |
| | | El equipo de perforación contará con unidades de primeros auxilios y de evacuación en el lugar de la perforación. |

| | | |
|--|-----------------------|--|
| Selección de equipo para instalaciones | Área de Emplazamiento | Instalar el equipo necesario contra incendios |
| | | Contar con los equipos suficientes de protección especial: Equipos de respiración, Detectores de H ₂ S portátiles, Mangas de viento, Señalización preventiva, Estar indicadas las vías y sitio de evacuación. |
| Prohibiciones | Área de Emplazamiento | Esta prohibido fumar dentro de un radio de 50 metros del pozo. |
| | | Está prohibida la cacería de cualquier animal dentro de las instalaciones. |
| | | Realizar el control de ingreso y egreso de personal. |

h. Finalizada la perforación

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--|-----------------------|--|
| Actividades posteriores a la perforación | Área de emplazamiento | Retirar todos los equipos e instalaciones que no requieran su utilización posterior. |
| | | Dar tratamiento a todos los desechos remanentes en la zona, incluyendo los desechos en las fosas de lodos. |
| | | Restaurar los patrones de drenaje naturales. |
| | | Re-vegetar las zonas que hayan sido utilizadas, mediante el esparcimiento de suelo y plantación de la vegetación nativa. |

GUÍA AMBIENTAL PARA LA OPERACIÓN DEL CAMPO PETROLERO

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos básicos para el manejo ambiental durante la operación del campo en producción de petróleo.

2. LA GESTIÓN AMBIENTAL DURANTE LA OPERACIÓN

La empresa operadora del campo petrolero en producción, desarrolla las medidas ambientales de prevención, control, mitigación y rehabilitación.

A continuación los lineamientos principales para la operación del campo en producción.

a. Residuos líquidos

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|-----------------------------|------------------|---|
| Manejo de residuos líquidos | Planta y pozos | No mezclar unos residuos líquidos con otros. |
| | Pozos inyectores | El agua de formación se inyectará en zonas compatibles con la formación a la cual se inyecta el agua. |
| | Planta | Colocar canal recolector de fluidos (independiente del agua de lluvia) en cada área que tenga riesgo de derrames, fugas o escapes, conectado a la red general de aguas aceitosas, las cuales llegan a la fosa API en donde se separan los hidrocarburos y estos se regresan al sistema. |

b. Residuos sólidos

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|----------------------------|--------------------------------------|--|
| Manejo de residuos sólidos | Planta, pozo y campamento | Realizar la separación de residuos: plástico, papel, aluminio, vidrio, orgánicos. |
| | Planta y pozos | Todo material sólido se tratará con métodos de biodegradación. |
| | Área localizada fuera del campamento | Construir relleno sanitario para la disposición de residuos sólidos. Impermeabilizada con geomembrana. |

c. Aguas de escorrentía

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|--------------------------------|----------------------------|--|
| Manejo de aguas de escorrentía | Planta, pozos y campamento | Las Instalaciones no deben obstruir la red natural de drenaje. |
| | Planta, pozos y campamento | Colocar canal recolector de agua de lluvia en el perímetro de cada sector de las instalaciones petroleras, debe estar conectado a una red independiente. |

d. Emisiones atmosféricas

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|------------------------|----------------|---|
| Emisiones atmosféricas | Planta y pozos | Realizar un monitoreo trimestral de la calidad del aire: partículas en suspensión, dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, partículas sedimentables, potencial de hidrógeno. |

e. Almacenamiento de hidrocarburos

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|---------------------------------|-----------------|---|
| Almacenamiento de Hidrocarburos | Planta y pozos | No se almacenará petróleo en pozas abiertas. |
| | Área de tanques | El patio de tanques deberá impermeabilizarse como una medida de protección de las aguas subterráneas y para facilitar la recolección del hidrocarburo en caso de derrames. |
| | Área de tanques | Cada tanque o grupo de tanques deberá estar rodeado por un dique debidamente impermeabilizado para almacenar un volumen como mínimo el 110 % del tanque de mayor volumen. (Ley Orgánica de Hidrocarburos y Reglamentos, Perú. Artículo 24. 1993:25). |

| | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|---|
| Almacenamiento de Hidrocarburos | Área de tanques | Cada dique contará con un canal perimetral, previsto para que fluyan las aguas de lluvia confinadas en el patio y los hidrocarburos derramados en una contingencia. |
| | Área de tanques | El canal perimetral en el patio de tanques de almacenamiento de petrolero desaguara sobre fosas API (Separador de aceite y grasas por densidad). |
| | Área de tanques, planta y campamento | Se tendrá un sistema contra incendios. |
| | Área de tanques, planta y campamento | Se tendrá un sistema de detectores de H ₂ S (Ácido Sulfhídrico), con alarma visual y auditiva, en el área de los tanques |
| | Área de tanques, planta y campamento | Se tendrá un sistema de detectores de gas. (LEL: Límite explosivo bajo). |

f. Fugas de hidrocarburos en planta de proceso

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|---|------------------|---|
| Manejo de fugas de hidrocarburos en planta de proceso | Áreas de proceso | Todas las áreas de proceso estarán sobre una loza de concreto y contar con un sistema para coleccionar fugas y con drenajes de bombas y drenajes de puntos de muestreo y otros. |
| | | Las áreas de proceso contarán con diques perimetrales. |

g. Sistema de quemado de gases

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|-----------------------------|------------------------|--|
| Sistema de quemado de gases | Área de torre de quema | Se contará con por lo menos con un sistema de quemado de gases para emergencias (mecheros) o un sistema de venteo. |

h. Protección a instalaciones y equipos

| CRITERIOS | ÁREAS | LINEAMIENTOS |
|-------------------------------------|---------------------|--|
| Protección a instalaciones y equipo | Planta y pozos. | Todas las instalaciones y equipos eléctricos estarán conectados a tierra. |
| | Planta y pozos | El sistema de iluminación, incluyendo cables eléctricos e interruptores, serán del tipo a prueba de explosión, siguiendo las normas API RP-500 y NFPA-70 o las que la sustituyan. |
| | Planta y pozos | Todas las instalaciones y equipos tales como tuberías, tanques, unidades de proceso, instrumentos, etc. serán sometidos a programas de mantenimiento a fin de minimizar riesgos de accidentes, incendios y derrames. |
| | Planta y pozos | Existirán detectores de H ₂ S (Ácido Sulphídrico) en áreas con alto riesgo de posible presencia de este gas. |
| | Planta y campamento | Se contará con unidades de primeros auxilios y de evacuación. |

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A. CONCLUSIONES

- El Plan de Manejo Ambiental del Proyecto Yalpemech, presentado por la operadora Compañía General de Combustibles y que actualmente opera Petro Energy S. A. contiene medidas preventivas, de control, de mitigación y de rehabilitación, tanto para la exploración como la explotación petrolera.
- El Plan Gerencial de Manejo Ambiental y Sociocultural (PGMA) presentado por la operadora Basic Resources International y actualmente implementado por la operadora Perenco Guatemala Limited, es un plan que abarca las diferentes fases, tanto de la exploración como de la explotación petrolera.
- Es necesario revisar y analizar la legislación internacional y su posible aplicación en Guatemala para el desarrollo de campos petroleros.
- Es necesaria la elaboración de más guías en las etapas de exploración y explotación petrolera.
- Actualmente no se tienen reglamentos para la protección ambiental en las actividades petroleras.

B. RECOMENDACIONES

- ❖ Promover ante autoridades de la Dirección General de Hidrocarburos, ente del Ministerio de Energía y Minas, y la Dirección de Gestión Ambiental del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, la inclusión de las guías ambientales dentro del marco regulatorio del subsector hidrocarburos.
- ❖ Aplicar las guías ambientales para contribuir a preservar el ambiente y con ello la calidad de vida de las comunidades en donde se desarrollen las actividades petroleras.
- ❖ Promover ante autoridades de la Dirección General de Hidrocarburos, ente del Ministerio de Energía y Minas, la elaboración de los respectivos reglamentos para la protección ambiental en las actividades petroleras.

- ❖ En la elaboración de los respectivos reglamentos para la protección ambiental en la actividad petrolera se debe tomar en cuenta las estrategias para controlar los impactos ambientales y sociales, y ser consideradas en el siguiente orden:
 - Prevención, evitar el impacto ambiental.
 - Minimización, disminuir la escala espacial / temporal del impacto.
 - Remedio, aplicar las técnicas de la rehabilitación después de que el impacto ha ocurrido.
 - Compensación, aceptar el impacto o el impacto residual y compensar apropiadamente (monetariamente o en otras formas, por ejemplo, entrenamiento, restauración en el lugar, programas desarrollo comunal para manejo de recursos naturales, etc.)

- ❖ Que cada empresa petrolera cuente con un departamento de ambiente y que desarrollen un plan de manejo ambiental anual.

- ❖ Promover una investigación para emitir guías ambientales más detalladas.

- ❖ Que los supervisores del MEM y MARN monitoreen los parámetros ambientales en las áreas de explotación petrolera.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- Colombia 1993. ICP - DOL *Cartilla Practica para el manejo de residuos en las estaciones del Distrito de oleoductos*. B/manga 1993.
- Chile. 2002. Banco Interamericano de Desarrollo. *Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental*. 236 Págs.
- EPA. *Agencia de Protección Ambiental de EE.UU.* www.gov/espanol. (Actualizado en 2006).
- Geopetrol, S.A., 1997. *Proyecto Yalpemech, Estudio de Evaluación del Impacto Ambiental*. Compañía General de Combustibles S.A. (Petro Energy S. A.), Guatemala. 309 págs.
- Geopetrol, S.A., 2004. *Medidas Ambientales y Estandares Ambientales para Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Guatemala. 19 págs.
- Guatemala, 1996. *Plan Gerencial del Manejo Ambiental y Sociocultural (PGMA), Contrato 2-85 y Otros Contratos*. Guatemala, Basic Resources International (Bahamas) Limited. (Perenco Guatemala Limited) 83 págs.
- Guatemala. 2000. Dirección General de Hidrocarburos. *Ley de Hidrocarburos y su Reglamentación*. Guatemala.
- Guatemala, 2005. Ministerio de Energía y Minas. *Estadísticas Hidrocarburos*. Dirección General de Hidrocarburos, Departamento de Comercialización y Precios. 27 Págs.
- Guatemala 2006. Ministerio de Energía y Minas. *Recopilación de Normas: Legislación Internacional Petrolera Ambiental*. Dirección General de Hidrocarburos, Departamento de Desarrollo Petrolero. 530 Págs.
- http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf
- Louisiana, USA. 1995. CLSA, INC. *Técnicas de Producción de Petróleo*.
- Marco V. Cárdenas. 2002. *Manejo Ambiental de Residuos Líquidos*. Ministerio de Ambiente. Colombia. 15 Págs.
- Peru. 1993. *Ley Orgánica de Hidrocarburos y Reglamentos. Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos*. Perú. 303 Págs.

IV. APÉNDICE

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACUÍFERO.

Toda transformación o estructura geológica de rocas, cascajo o arenas, situada encima de una capa impermeable, que por su porosidad y permeabilidad natural posee la capacidad de almacenar agua.

AMBIENTE (MEDIO AMBIENTE).

Entorno en el que opera una organización, que incluye aire, agua, suelo, recursos naturales, flora, fauna, seres humanos y su interrelación.

API.

"American Petroleum Institute", formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE.

Es de tipo centrífugo–multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.

BIODEGRADACIÓN.

Es la transformación de los hidrocarburos en compuestos solubles e inestables, que al mismo tiempo son atacados por microorganismos que los transforman en compuestos mas simples, con los que puede llegarse a una mineralización, cuyos productos finales son CO² y Agua (ICP - DOL Cartilla Práctica para el manejo de residuos en las estaciones del Distrito de oleoductos B/manga 1993).

BOP.

BOP: Blowout prevention. Se denomina BOP al equipo de control de pozos o preventor de reventones. El equipo de control de pozos debe tener la capacidad adecuada al riesgo, la exposición y grado de protección necesarios para controlar la presión del pozo y proteger el ambiente.

BIODIVERSIDAD.

Es la variedad y también la variabilidad entre los organismos vivientes, los sistemas ecológicos complejos en los cuales se encuentran y las formas en que estos interactúan entre si y con la geosfera.

CAMPO.

Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

CAÑONEO.

Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.

DAÑO AMBIENTAL

Pérdida o perjuicio causado al ambiente o a cualquiera de sus componentes naturales o culturales.

DESARROLLO SOSTENIBLE.

Se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

DIQUE.

Estructura que rodea los tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Se diseña de tal manera que su capacidad de retención de fluido en el evento de un derrame masivo, sea 1.1 veces la capacidad del tanque más grande.

ECOSISTEMA.

Unidad básica funcional y estructural de la naturaleza; incluye tanto a los organismos como al medio ambiente no viviente, cada uno interactuando con el otro y ambos necesarios para el mantenimiento de la vida en la tierra.

ESCORRENTIA.

Agua que escurre por la superficie del suelo cuando la precipitación supera la capacidad de infiltración del mismo.

ESPECIE.

La menor población natural considerada suficientemente diferente de todas las demás como para merecer un nombre científico, habiéndose asumido o probado que permanecerá diferente de las otras, aunque puedan ocurrir eventuales entrecruzamientos con especies próximas.

FAUNA.

Conjunto de los animales que viven en un país o región.

FORMACION VEGETAL.

Comunidad vegetal caracterizada por un particular biotipo que se da en hábitats semejantes.

FOSA API.

Separador de aceite y grasas por densidad.

GESTION AMBIENTAL.

El control apropiado del medio ambiente físico, para propiciar su utilización con el mínimo abuso, de modo de mantener las comunidades biológicas, para el beneficio continuado del hombre.

HUMEDALES.

Aquellas áreas que se inundan o se saturan con las aguas superficiales o subterráneas, con una frecuencia y duración suficientes para soportar la prevalencia de vida acuática o vegetativa que requiere de suelos saturados, en forma permanente o estacional, para crecer y reproducirse.

IMPACTO AMBIENTAL.

Cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o benéfico, como resultado en forma total o parcial, de las actividades, productos o servicios de personas u organizaciones.

DESARROLLO SOSTENIBLE.

Se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

INDICADOR AMBIENTAL.

Expresión utilizada para proveer información acerca del desempeño ambiental o la condición del entorno.

INFILTRACIÓN.

Penetración del agua en el suelo a través de grietas y poros sometida a fuerzas de gravedad y capilaridad.

LÍMITE EXPLOSIVO BAJO.

El límite explosivo bajo (LEL, por su sigla en inglés) es el límite más bajo de gas que causaría una explosión.

LINEA DE CONDUCCIÓN.

Tubería utilizada para la conducción de hidrocarburos entre diferentes instalaciones de procesamiento, almacenamiento, bombeo, o puertos de exportación.

LINEA DE FLUJO.

Tubería utilizada para conducir uno o más fluidos entre diferentes instalaciones o pozos dentro de campos petroleros y de gas

LIXIVIADO.

Líquido proveniente de los residuos el cual se forma por reacción, arrastre o percolación y que contiene, disueltos o en suspensión, componentes que se encuentran en los mismos residuos.

MÉTODOS ASTM.

Métodos de utilización internacional desarrollados por la Sociedad Americana de Materiales y Pruebas.

MONITOREO.

Recolección, con un propósito predeterminado, de mediciones u observaciones sistemáticas y comparables, en una serie espacio -temporal, de cualquier variable o atributo ambiental que proporcione una visión sinóptica o una muestra representativa del medio ambiente.

MULTI-DISCIPLINARIO.

Relativo a varias disciplinas. Que precisa de varias disciplinas para su estudio.

PAISAJE.

Porción de espacio de la superficie terrestre apreendida visualmente. En sentido más preciso, parte de la superficie terrestre que en su imagen externa y en la acción conjunta de los fenómenos que lo constituyen presenta caracteres homogéneos y una cierta unidad espacial básica.

PERMEABILIDAD.

Es la facilidad con que el agua y el aire se mueven dentro del suelo.

PMA.

Plan de Manejo Ambiental. Es el conjunto de acciones de ingeniería, planeación, etc. tendientes a mitigar los efectos negativos y magnificar los efectos positivos que ocasiona un proyecto en sus diferentes etapas de desarrollo sobre el medio ambiente.

POZO.

Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

POZO ABANDONADO.

Un pozo que actualmente no está produciendo, debido a que fue originalmente seco (dry hole) o debido a que ha cesado de producir. Se requiere que los pozos abandonados sean taponados para prevenir la contaminación de petróleo, gas o agua desde un estrato hacia otro.

RED DE DRENAJE.

Conjunto de ríos, lagos y arroyos existentes en una cuenca hidrográfica.

RELLENO SANITARIO DE BASURAS.

Se entiende por relleno sanitario de basuras la técnica que consiste en esparcirlas, acomodarlas y compactarlas al volumen más práctico posible, cubrirlas diariamente con tierra u otro material de relleno y ejercer los controles requeridos al efecto.

RIESGO AMBIENTAL.

Situación que puede poner en peligro la integridad de los ecosistemas durante la ejecución de una obra o el ejercicio de una actividad.

RUIDO.

Es la denominación dada a un conjunto de sonidos armónicamente indeseables, discordantes y confusos. Por regla general, 85 decibeles (db) puede considerarse como el nivel crítico para el daño al oído.

SISTEMA.

Grupo de componentes que se interrelacionan de tal forma que los cambios en un componente pueden afectar a alguno o a todos de los demás.

SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL.

La parte del sistema de gestión total, el cual incluye la estructura organizacional, planificación de las actividades, responsabilidades, prácticas, procedimientos, procesos y recursos para desarrollar, implementar, lograr, revisar y mantener la política ambiental.

SUELO.

Es la capa superficial más externa de la superficie terrestre, constituida por sustancias minerales y orgánicas. Es una importante base para la alimentación de las especies animales de la tierra, y por lo tanto un trascendente recurso natural para el desarrollo.

USO DEL SUELO.

Ocupación del suelo por cualquier actividad, productiva o no.

VISCOSIDAD.

La resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

YACIMIENTO.

Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.