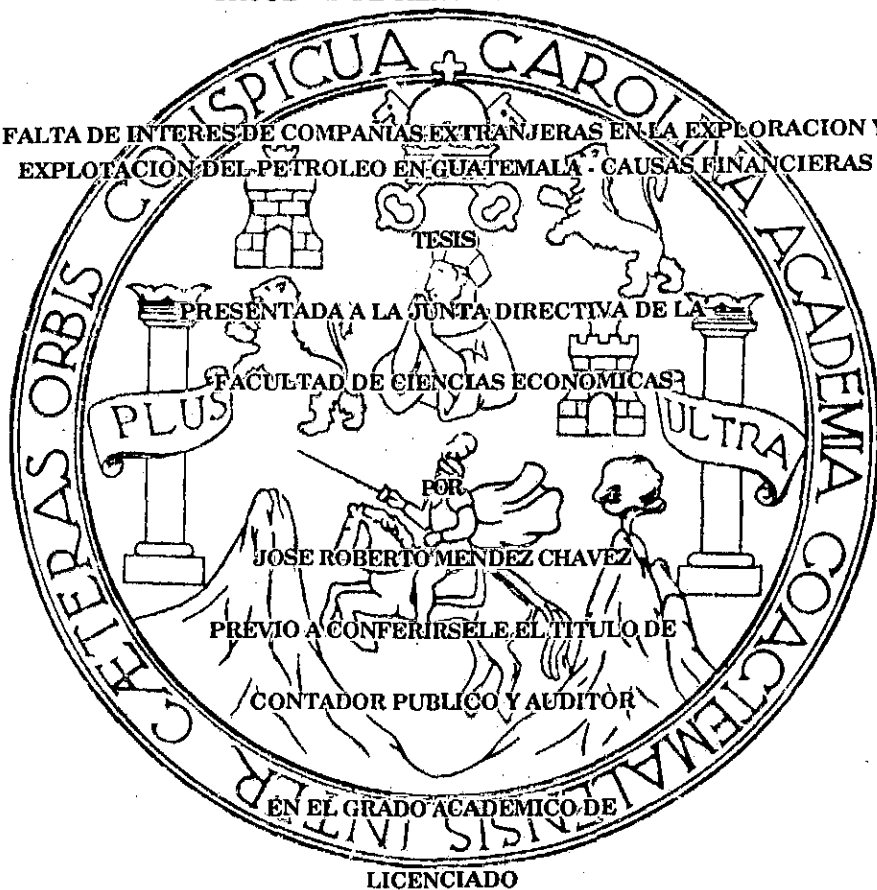


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

FALTA DE INTERES DE COMPAÑIAS EXTRANJERAS EN LA EXPLORACION Y
EXPLOTACION DEL PETROLEO EN GUATEMALA - CAUSAS FINANCIERAS



Guatemala, Octubre de 1993

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

DL
03
T(1507)

**MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA FACULTAD DE CIENCIA ECONOMICAS**

DECANO	Lic. Gilberto Batres Paz
SECRETARIO	Lic. Manuel de Jesús Zetina Puga
VOCAL 1o.	Lic. Tristán Melendreras Soto
VOCAL 2o.	Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
VOCAL 3o.	Lic. Víctor Manuel Rivera Barrios
VOCAL 4o.	P. en M. y P. Juan Carlos Osorio Manzo
VOCAL 5o.	P.C. Sotero Sincal Cujuj

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

PRESIDENTE	Lic. Pedro Brol Liuti
SECRETARIO	Lic. Ramón Mena A.
EXAMINADOR	Lic. Rubén Bravo
EXAMINADOR	Lic. Jaime Gaytán
EXAMINADOR	Lic. Carlos de León

Lic. Otto Enriquez
Contador Público y Auditor
14 Calle "C" 31-45, zona 7, Ciudad de Plata II

Guatemala, 13 de Julio 1993

Lic. Gilberto Batres Paz
Decano de la Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad Universitaria

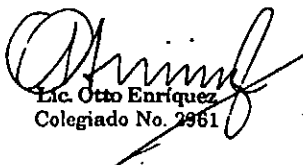
Señor Decano:

De conformidad con la designación que ese Decanato se sirvió hacerme, tengo el agrado de manifestarle que he asesorado el trabajo de tesis "FALTA DE INTERES DE COMPAÑIAS EXTRANJERAS EN LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE PETROLEO EN GUATEMALA - CAUSAS FINANCIERAS", presentado por el señor José Roberto Méndez Chávez.

El trabajo realizado es producto de una serie de investigaciones y experiencias personales del señor Méndez Chávez y presenta un análisis de las causas que han limitado la inversión extranjera en la industria petrolera, además, dicho trabajo constituye una fuente de ilustración completa sobre la gestión financiera de este tipo de industria.

Considerando que el trabajo presentado por el señor Méndez Chávez cumple con los requisitos necesarios, recomiendo su aprobación para la correspondiente discusión académica en el Examen General Público, previo a optar el título de Contador Público y Auditor en el grado de Licenciado.

Agradeciendo la oportunidad brindada, me suscribo atentamente,


Lic. Otto Enriquez
Colegiado No. 2961

OE/ammr.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE
CIENCIAS ECONOMICAS

Edificio "S-8"
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica

DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS:
GUATEMALA, NUEVE DE SEPTIEMBRE DE MIL
NOVECIENTOS NOVENTA Y TRES

Con base en el dictamen emitido por el
Licenciado Otto Enriquez, quien fuera designado
Asesor y la opinión favorable del Director de la
Escuela de Auditoria se acepta el trabajo de
Tesis denominado: "FALTA DE INTERES DE COMPANIAS
EXTRANJERAS EN LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE
PETROLEO EN GUATEMALA-CAUSAS FINANCIERAS", que
para su graduación profesional presentó el
estudiante JOSE ROBERTO MENDEZ CHAVEZ,
autorizándose su impresión.-----

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"


LIC. MANUEL DE JESUS ZETINA PUGA
SECRETARIO




LIC. GILBERTO BATRES PAZ
DECANO



ACTO QUE DEDICO

A DIOS:

Fuente inagotable de amor, vida y
toda sabiduría.

A MIS PADRES

José María Méndez y Laura Chávez .
A quienes debo lo que hoy soy y con quien
siempre estaré en deuda.

A MI ESPOSA

Marta Elena Chacón de Méndez.
Quien con su amor ha hecho posible el
logro de este triunfo.

A MIS HIJOS

José Roberto, Andrea Marisol y Edsson
Augusto.
Con todo mi amor.

A MIS HERMANOS

Elmer Rodolfo y José María.
Con especial cariño.

INDICE

PAGINA

INTRODUCCION

CAPITULO I

EL PETROLEO

1.1	Definiciones y generalidades	1 - 3
1.2	Actividades de una Empresa Petrolera	3
1.2.1	Exploración	3 - 5
1.2.2	Explotación	6
1.2.3	Producción	6 - 7
1.3	Antecedentes de Empresas Petroleras en Guatemala	8 - 14

CAPITULO II

LA LEGISLACION PETROLERA EN GUATEMALA

2.1	Reseña Histórica de la Legislación	15 - 17
2.2	Objetivos de la Legislación Petrolera vigente en Guatemala	18
2.2.1	Anteriores al Decreto Ley 109-83	18
2.2.2	Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83 y su Reglamento	19
2.3	La Exploración y Explotación en la Ley de Hidrocarburos	19
2.3.1	Generalidades	19 - 21
2.3.2	Extensiones de las áreas	21 - 24
2.3.3	Permisos de Reconocimiento Superficial	24 - 25
2.3.4	Tasas, cargos anuales y otros impuestos	25 - 27
2.3.5	Contratos derivados del Contrato de Exploración y Explotación	27 - 30
2.4	Contrato de Participación en la Producción	30
2.4.1	Generalidades	30 - 33
2.4.2	Períodos, trabajos y garantías	34 - 36
2.4.3	Distribución de la Producción	36 - 40

CAPITULO III

EL ANEXO CONTABLE DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACION EXPLOTACION (DEC. GUB. 435-85) Y SUS OBJETIVOS

3.1	Análisis Presupuestal	42
3.1.1	Presentación de los Presupuestos	42
3.1.2	Contenidos de los Presupuestos	42 - 60
3.1.3	Aprobación de Presupuestos	61
3.1.4	Modificación al Presupuesto	62
3.1.5	Gastos Generales Administrativos	62 - 63
3.1.6	Ejecución de Presupuestos	63 - 64
3.2	Control y Verificación de Costos	65
3.3	Procedimientos para la Participación Estatal y Remuneración del Contratista	65
3.3.1	Participación Estatal	65
3.3.2	Asignación de Costos Recuperables	65 - 66
3.3.3	Registros	66
3.3.4	Procedimiento	67
3.3.5	Procedimiento que contiene el Anexo Contable acerca de la distribución efectuada mensualmente	67
3.3.6	Recuperación de Costos y Gastos Individuales	68
3.4	Determinación de Hidrocarburos Compartibles	68 - 72
3.5	Principales deficiencias del Control Estatal	73 - 76

CAPITULO IV

ANALISIS DEL ARREGLO ECONOMICO DEL CONTRATO DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION

4.1	Principales Características	77 - 79
4.2	Financiamiento de las Operaciones	79 - 85
4.2.1	Análisis de flujo de efectivo	85
4.2.2	Valor Neto Actualizado	86
4.2.3	Tasa Interna	87 - 89
4.2.4	Cálculo de Rentabilidad (Caso Práctico)	89 - 102

CAPITULO V

LA LEGISLACION FISCAL Y AMBIENTAL Y LA FALTA DE INCENTIVOS

5.1	Impuesto al Valor Agregado	103
5.2	Impuesto Sobre la Renta	104 - 106
5.2.1	Depreciaciones de Inversiones	106
5.2.2	Inaplicabilidad del factor Agotamiento	106 - 107
5.3	Exoneraciones / Incentivos	108
5.3.1	Importaciones	108
5.3.2	Excenciones de Impuestos Sobre Remesas	108
5.4	Protección del Medio Ambiente	108 - 112

CAPITULO VI

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES QUE DESARROLLA UNA EMPRESA PETROLERA EXTRANJERA EN GUATEMALA

6.1	Actividades Administrativas	113
6.2	Actividades Exploratorias	113
6.3	Actividades de Cierre o abandono de operaciones	114 - 120
CONCLUSIONES		121 - 124
RECOMENDACIONES		125 - 127
BIBLIOGRAFIA		129 - 132

INTRODUCCION

La importancia de los hidrocarburos, se ha manifestado hasta el momento con una dependencia tal, que motiva una búsqueda incesante de los mismos. A diario escuchamos diversas opiniones respecto a la situación económica que vive nuestro país, el alza en el costo de vida, que es atribuido en cierta forma al incremento en el precio de los combustibles. Asimismo, muchos opinan que no tenemos por que estar atravesando esta crisis, si tenemos petróleo.

En muchas ocasiones, nos hemos enterado a través de los medios de comunicación, que nuestro país posee grandes yacimientos de petróleo y que el mismo está siendo exportado. Así también hemos sabido que muchas compañías petroleras ya no tienen interés en venir a Guatemala; otras han llegado por un corto período y luego se marchan; preguntándonos: ¿Cuál será la razón de su corta estancia en nuestro país?, ¿Realmente habrá petróleo?, ¿Por qué se van, si existe petróleo?, ¿Por qué el gobierno no se hace cargo del asunto y con ello evita que se aprovechen de nuestros recursos naturales?. Estas y tantas otras inquietudes se manifiestan debido a la poca y mala información que se tiene respecto a la exploración y explotación del petróleo en Guatemala. El simple hecho que una compañía extranjera o nacional inicie sus operaciones exploratorias, no significa encontrar petróleo y obtener grandes utilidades; el proceso es lento, difícil, costoso y la probabilidad de éxito mínima.

El presente trabajo de tesis tiene objetivos tales como: tratar de informar al conglomerado, de la situación real del petróleo en nuestro país; cuales son las actividades que se desarrollan previas a descubrir y posteriormente extraer el llamado oro negro.

Esta investigación presenta y analiza en forma somera las complejas actividades que desarrolla una compañía extranjera en nuestro país, para poder explorar y explotar el petróleo; además presenta las razones por las que muchas compañías extranjeras conocen de los recursos naturales de Guatemala y optan por invertir en otros países, o bien por qué su permanencia es tan corta.

En el aspecto académico, esta investigación es importante para la profesión, porque pretende buscar soluciones y plantear ideas que en alguna medida puedan

ser tomadas en cuenta y con ello sacar el mejor provecho a nuestros recursos naturales, haciendo que la exploración y explotación de hidrocarburos se muestre atractiva a la inversión extranjera.

Para finalizar, deseo expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que hicieron posible la realización del presente trabajo, esperando que el mismo cumpla con los objetivos deseados y se convierta en una mínima contribución al desarrollo económico de nuestro país.

CAPITULO I

EL PETROLEO

1.1 DEFINICIONES Y GENERALIDADES

1.1.1 Definición:

" Etimológicamente la palabra Petróleo se origina de los vocablos latinos PETRA que significa piedra y OLEUN que significa aceite. Líquido oleaginoso, inflamable, cuyo color puede variar desde el negro hasta ser casi incoloro. Consiste en una mezcla de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otras materias." ^{1/}

El petróleo es un hidrocarburo natural no renovable que se encuentra en el subsuelo, acumulado en poros y fracturas de formaciones rocosas de tipo arenoso o calcáreo. Dependiendo de sus características físicas y de su composición química, así como de la temperatura y presión del medio en que se localice, podemos encontrar hidrocarburos en estado gaseoso, líquido o sólido. El color del petróleo puede variar desde un líquido claro y transparente, hasta un líquido viscoso y oscuro.

Como se enunció anteriormente, el petróleo es un producto cuya composición molecular de CARBONO (C) que varía en un porcentaje del 76 al 86% y de HIDROGENO (H) variable en una proporción del 10 al 14%, la diferencia corresponde a otros elementos e impurezas, tales como Oxígeno, Azufre, Nitrógeno, Hierro, Níquel, Vanadio y otros metales en pequeñas cantidades.

En el lenguaje usual, el petróleo en su estado natural se le llama crudo y a los productos resultantes de su refinación se les denomina refinados, sin perjuicio de asignarles nombres específicos.

1.1.2 Generalidades

Características del petróleo:

Entre las principales características que podemos enumerar, para describir técnicamente el petróleo tenemos:

- a) Su densidad es menor a la del agua, variando del 0.8 a 0.97.
- b) La gravedad del petróleo, es su densidad expresada en unidades de la industria petrolera, ésta es variable y se mide de acuerdo con una tabla preparada por el Instituto Americano de Petróleo (A.P.I.), así tenemos que existen :
 - Crudos Livianos: superiores a los 30 grados A.P.I.
 - Crudos Medianos: fluctúan entre 22 y 29 grados A.P.I.
 - Crudos Pesados: entre 10 y 21 grados A.P.I.
 - Y menos de 10 grados se consideran asfaltos, arenas bituminosas y tierras impregnadas.

^{1/} Real Academia Española, Diccionario de la Lengua Española, página 1017

c) Por su composición química el petróleo es clasificado así:

- Parafínicos: Son los crudos que tienen un contenido relativamente más alto de moléculas de hidrógeno en relación a las de carbono.
- Asfálticos: Los contrarios a los parafínicos tienen mayor cantidad de moléculas de carbono que de hidrógeno.
- Aromáticos: Son los crudos intermedios o que poseen la misma cantidad de moléculas de cada elemento.

1.1.3 Origen del Petróleo.

Existen varias teorías al respecto, pero la más aceptada y la más válida es:

- La Teoría de Origen Orgánico: Esta teoría sostiene que el petróleo proviene de sedimentos ricos en materia orgánica provenientes de residuos de plantas, algas, etc., que generan hidrocarburos debido a las altas presiones y temperaturas que se producen en el subsuelo, necesitando para ello largos períodos de tiempo.^{2/}

Entre otras teorías tenemos:

- La del Polvo Cósmico: Esta teoría corresponde al astrónomo norteamericano Fred Haley. Según Haley, hace más de cinco mil millones de años la tierra era una nube de polvo cósmico que contenía cuando menos dos clases de hidrocarburos (Metano y Etano), los cuales por efecto de los rayos solares se condensaron hasta formar el petróleo, originándose la formación de mantos petrolíferos por el choque de partículas y por la acción de diferentes presiones.^{3/}
- La de Origen Mineral: Según Mendeleiev, creador de ésta teoría, considera que los hidrocarburos tiene origen mineral proveniente del núcleo de la tierra, estimando que el hidrógeno y el carbono se juntaron bajo grandes presiones y altas temperaturas a grandes profundidades para formar el petróleo y el gas que migraron entre rocas porosas hasta depositarse en trampas naturales de las formaciones subterráneas; esta teoría resulta a estas alturas más bien anecdótica y desmentida por los conocimientos actuales.^{4/}

La teoría que ha tenido más aceptación ha sido la teoría del Origen Orgánico del Petróleo, pues está apoyada por una argumentación comprobable en la naturaleza.

Los hidrocarburos se mueven a través de diferentes capas permeables, y en algunos casos podemos encontrarlos hasta en la superficie de la tierra; formando los denominados manaderos, menes o lagos de petróleo.

Las acumulaciones de petróleo se encuentran en las partes altas de niveles porosos, protegidas por rocas impermeables, la cantidad de petróleo que se acumula en las partes altas de estas capas forma lo que se conoce con el nombre de yacimiento; y su

^{2/} Hood, A. Gutjahr, C.C. M. Heacock, R.L.: Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull 59 pag. 986

^{3/} IBID, pag. 990

^{4/} Hood, A. Gutjahr, C.C. M. Heacock, R.L.: Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull 59 pag. 992 (1975)

dimensión dependerá de la amplitud de las estructuras de plegamiento de las trampas estatigráficas.

Se dice que una trampa funciona si al momento de su migración el petróleo o el gas encuentra una barrera impermeable, ya sea un estrato o una superficie de una falla. Las trampas se clasifican en:

- a) Trampas Estructurales: son el resultado de alguna deformación local, como plegamiento, fallamiento y el diapirismo salino (conocido comunmente como domos salinos)
- b) Trampas Estratigráficas: se forman por procesos geológicos distintos que ocurren en cada ambiente sedimentario. Por ejemplo los restos de un antiguo arrecife de coral, que han sido sepultados por sedimentos impermeables pueden formar una trampa. Podemos agregar que entre este tipo existen trampas ocasionadas por discordancias, las cuales debido a su generación hacen que estratos impermeables bloquen los estratos permeables produciéndose así el yacimiento.
- c) Trampas Mixtas: son una combinación de trampas estructurales y trampas estratigráficas.

1.2 ACTIVIDADES DE UNA EMPRESA PETROLERA

1.2.1. Exploración

La fase previa al descubrimiento de hidrocarburos se conoce como fase de exploración y en ella se desarrolla toda una gama de actividades y operaciones con sus distintos métodos orientados hacia la búsqueda de los hidrocarburos.

La exploración petrolera en su primera fase, es una actividad que se basa en interpretaciones o inferencias geológicas y geofísicas, las cuales podrían, en determinados casos, no ser la más adecuadas y por lo tanto dan un grado de alto riesgo a la actividad.

Las empresas que se dedican a la exploración petrolera invierten con el fin de obtener ganancias, enfrentando una serie de riesgos; los cuales podremos agrupar en:

- Los Riesgos Geológicos:

Este riesgo está relacionado con las probabilidades de encontrar o no hidrocarburos de valor comercial en un área, después de realizados los estudios que indican que esa área tiene todas las características favorables para la acumulación de hidrocarburos.

En la exploración o prospección como también se le conoce, pueden darse una infinidad de situaciones; como por ejemplo podría descubrirse un campo comercial pequeño con condiciones óptimas de un buen campo productor, o un campo grande con condiciones de producción bajas o malas. Las anteriores variantes pueden darse en el mejor de los casos, pero recordemos que el riesgo de que el resultado de explorar un pozo sea negativo es altísimo.

- Riesgos No Geológicos o Riesgos Relacionados con otros factores:

Entre este tipo de riesgos podemos encontrar:

- a) Los riesgos económicos, son aquellos cambios importantes en la demanda, oferta, los costos y los mercados los cuales no pueden ser previstos.
- b) Los riesgos naturales que pueden surgir de la posibilidad de que se produzcan fenómenos naturales que causen daños y representen pérdidas de inversión tales como terremotos, huracanes, incendios y otros.
- c) Los riesgos políticos o de inestabilidad de un país que se dan con cambios en la legislación o en los cargos importantes dentro del gobierno y ello ocasiona que el proyecto pierda su atractivo.

- Métodos de Exploración:

Según los métodos utilizados en la exploración, ésta puede ser dividida en:

- Exploración Indirecta:

Comprende todos los estudios de tipo topográfico, geológico, geofísico y geoquímico; siendo sus resultados determinantes, pues nos indicarán si existen probabilidades de que existan hidrocarburos o no.

En el caso de que los resultados sean negativos, deberá abandonarse la exploración en ese campo, y si por el contrario, son positivos, estos resultados serán utilizados para poder seleccionar el o los sitios adecuados para perforar el o los pozos exploratorios.

Entre los métodos de exploración indirecta que se conocen, tenemos:

- Métodos de superficie:

- a) Geología de Superficie: Tiene como finalidad elaborar mapas geológicos en los que se muestran las distintas formaciones y los rasgos estructurales más importantes. La geología de superficie permite el estudio de las características geológicas de las rocas que afloran en el terreno y la posibilidad de su posterior vinculación con las características del subsuelo. En algunas oportunidades se dificulta la realización de la geología de superficie, debido a la escasez de afloramientos y de datos.
- b) Fotogeología: es la interpretación geológica de fotografías aéreas, permitiendo visualizar grandes extensiones de terreno con fines de mapeo, además de interpretar las expresiones de su topografía, las que casi siempre son consecuencia de las condiciones del subsuelo.
- c) Imágenes de sensores remotos: El satélite permite aplicar varios tipos de sensores, entre ellos el radar y la fotografía que son los más usados, proporcionando imágenes que se utilizan para detectar estructuras que permiten definir la tendencia estructural del área.

- Métodos de Estudio del Subsuelo:

a) Métodos Geofísicos: consiste en la aplicación de la física a la búsqueda de yacimientos petroleros. Los resultados que se logran por medio de la geofísica pueden ser presentados en cintas magnéticas, las cuales se procesan posteriormente por medio de computadoras sofisticadas. Los métodos geofísicos más utilizados son los: Sísmicos, los Gravimétricos y los Magnéticos.

b) Métodos Sísmicos: Estos métodos pueden ser de Reflexión o de Refracción de ondas mecánicas. Estos métodos consisten en provocar una onda en sísmica (terremoto en miniatura) ya sea por vibraciones (vibroséis); por percusión (dinoséis) o bien con cargas explosivas, cuyas ondas de rebote son registradas en la superficie por una serie de geófonos. Estos son unos aparatos que transforman las ondas de choque de la tierra en un impulso eléctrico, para obtener un gráfico de cada una. Dicho de otra manera, la sísmica se basa en que las ondas creadas por vibraciones, explosiones o percusiones, que viajan a través de los estratos rocosos y son reflejadas a la superficie cuando chocan con un estrato de características diferentes.

La geofísica puede ser aplicada en tierra y en agua.

c) Métodos Gravimétricos: la gravimetría se vale de un instrumento llamado gravímetro para registrar la variación de la gravedad terrestre producida por masas de roca de diferente densidad.

d) Métodos magnéticos: este método se vale del magnetómetro o de otro tipo de instrumento magnético, para registrar anomalías magnéticas en rocas del subsuelo que son ricas en magnetita.

Las rocas sedimentarias son poco magnéticas o amagnéticas. En una campaña magnética se pretende determinar las condiciones de las rocas que se encuentran por debajo de ellas, las cuales constituyen el basamento y que regularmente son rocas ígneas o ígneas metamórficas.

Valiéndose del magnetómetro, los geofísicos elaboran mapas del subsuelo con curvas de isomagnetismo, de intensidad magnética total, que ayudan a determinar la profundidad del basamento y delimitar así, la forma y espesor de las cuencas sedimentarias. Este método se puede aplicar en tierra o en aire.

- Exploración Directa:

Es la actividad que se desarrolla con el fin de perforar pozos exploratorios. El pozo exploratorio, es el único medio para comprobar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo.

La perforación, es utilizada en la exploración para comprobar en forma directa la existencia de hidrocarburos. Para comprobar tal existencia, se perforan distintos tipos de pozos como los son:

a) Pozos Estructurales: Como su nombre lo indica, el objetivo es el de probar una estructura. Este tipo de perforación se lleva a cabo con equipo de perforación ligero, y alcanzan profundidades hasta de 300 metros.

b) Pozos Estratigráficos: difieren de los pozos estructurales en que éstos alcanzan una mayor profundidad; lo que permite conocer la secuencia estratigráfica.

- c) **Pozos Exploratorios:** son una combinación de los dos anteriores, y representa el único método que permitirá comprobar o no la existencia de hidrocarburos en un sitio determinado.

Se considera un éxito de la perforación el encontrar una acumulación explotable de hidrocarburos. No debe considerarse siempre como un fracaso de la perforación, el que resulte seco un pozo, pues con la información que se obtiene de dicho pozo, se podrán mejorar los conocimientos del área.

1.2.2 Explotación

Conocidos los resultados de la fase exploratoria, y justificándose una inversión mayor, se lleva a cabo la fase de explotación; tomando muy en cuenta los aspectos siguientes:

- La existencia de una cantidad de reservas técnicamente de fácil recuperación
- La magnitud de la demanda de la calidad del crudo descubierto.
- La obtención de un buen precio en el mercado, que permita cubrir las inversiones que se hicieron, los costos de operación, los pagos fiscales, y obviamente una ganancia.

La explotación se orienta principalmente a alcanzar una potencial producción comercial; desarrollándose para este fin determinadas actividades, entre las que tenemos:

- a) Perforación de pozos de delimitación, que determinarán las características y extensión del yacimiento y su justificación técnica y económica.
- b) Perforación de pozos de producción.
- c) Construcción y mantenimiento de las instalaciones necesarias para la producción, como los separadores, líneas de flujo, tanques de almacenamiento, plantas de procesamiento y toda aquella infraestructura que las necesidades demanden.

1.2.3 Producción

Diremos que la producción es la fase en la cual el petróleo ya se encuentra listo para fluir en forma continua.

Si la presión del yacimiento es alta y sostenida, derivada del mecanismo de empuje, el petróleo es impulsado desde el fondo del pozo hacia la superficie. Ahora bien, si el mecanismo de empuje y la extracción de fluidos del yacimiento hace que la presión disminuya, y el petróleo ya no fluye naturalmente, se deben emplear mecanismos de levantamiento artificial, entre ellos: el bombeo de varillas, bombeo eléctrico, bombeo de gas; o bien métodos de recuperación adicional como la inyección de agua, gas, etc.

La salida del petróleo hacia la superficie es regulada por un juego de válvulas que conforma el llamado "árbol de navidad", el cual además incluye estranguladores o reguladores de flujo. Por medio de tuberías o líneas de flujo el crudo producido, es transportado a unos aparatos especiales llamados separadores, los que como su nombre lo indica, separan el petróleo del gas y del agua; luego el petróleo es conducido a los tanques de almacenamiento, desde donde se envía a una refinería.

Conocidas las reservas probadas de un yacimiento, cada pozo puede naturalmente producir a una tasa de producción determinada. Por razones técnicas, es usual que los gobiernos establezcan regulaciones que limitan o reducen la producción máxima posible de cada uno de los pozos en su etapa de vida inicial.

Las regulaciones gubernamentales o propias de las compañías, buscan en todo caso, conservar la energía propia del reservorio, evitando la liberación o agotamiento de la misma en forma injustificada.

Existen tipos de límites de producción, entre ellos:

- a) Tasa de producción máxima limitada por la producción de gas natural, evitando que se produzca gas de la posible capa de gas de un yacimiento o que se queme en adición a un determinado volumen de gas por pozo, si este no es aprovechado económicamente.
- b) Tasa de producción máxima limitada por la proporción de agua que puede producirse en un determinado pozo.
- c) Tasa de producción máxima limitada por la vida de las reservas probadas recuperables de un yacimiento.

Es importante mencionar, que la producción de un campo es la suma de la producción de los pozos que lo drenan.

1.3 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA PETROLERA EN GUATEMALA

La industria petrolera en Guatemala tiene sus antecedentes desde 1924 a 1949. La exploración que se realizó durante este lapso de tiempo, no incluyó la perforación de ningún pozo y fué regulada por el Decreto 468

A continuación se citan las principales compañías que desarrollaron actividades exploratorias:

<u>Fechas</u>	<u>Compañía</u>	<u>Area</u> (Hectáreas)	<u>Ubicación</u>	<u>Inversión</u> <u>Millones US\$</u>
1924	Southern Exploration Company			
1937 a 1939	Cía. Guatemalteca de Petróleo Shell, S.A Trabajos realizados: Geología y Fotogeología	3,000.000	El Petén	2
1948 a 1949	Cía Petrolera del Petén, S.A. Trabajos realizados: Gravimetría, magnetometría y geología (500 Kms)		Paso Caballos El Petén	0.5
1948 a 1949	Ohio Oil Co. Trabajos realizados: Reconocimiento de la estructura de Chinajá.			
1948 a 1949	Los Hermanos Dorión Trabajos realizados: Se desconoce que tipo de trabajos realizaron.	1,600	Río Dulce y Polochic	

Entre los años 1956 y 1962, con la promulgación del Código de Petróleo (7 Julio de 1955), se otorgaron nueve derechos de reconocimiento superficial a las siguientes compañías^{5/}

- Union Oil Company of California
- Compañía Guatemalteca California de Petróleo
- Esso Standar (Guatemala) Inc.
- The Ohio Oil Company of Guatemala
- Petroleum Investments (Overseas) Ltd.
- Petróleos Guatemaltecos S.A.
- Charles Salter Gainer Dunlap
- Guatemalan Sun Oil Company
- Texas Petroleum Company

Estas compañías perforaron los nueve pozos siguientes:

^{5/} Anuario Estadístico 1984, Ministerio de Energía y Minas

<u>Pozo</u>	<u>Año</u>	<u>Operador</u>	<u>Profundidad</u> <u>Pies</u>
- Castillo Armas	1958	Coastal Plains	4,498
- Livingston-1	1959	Union Oil Co. of California	8,410
- Laguna Blanca	1959	Petroleum Investments	3,971
- Chinaja 1	1960	The Ohio Oil Company	10,806
- San Francisco 1	1960	Atlantic	6,002
- San Román 1	1960	The Ohio Oil Company	10,500
- Canchacán 1	1961	Signal	3,664
- La Pita 1	1961	The Ohio Oil Company	11,465
- Petén Itzá 1	1962	Esso Standar	9,014

Como resultado de la perforación de estos pozos fué el haber encontrado petróleo muerto en los pozos de Laguna Blanca, La Pita, Canchacán y Petén Itzá. Los resultados positivos los obtuvieron los pozos de San Román que produjera en prueba un crudo de 16° API y Chinaja un crudo de 36° API.

Entre los años 1962 y 1968 se experimentó un receso en las actividades de exploración, motivado por:

- Los altos costos de la exploración en las zonas selváticas.
- El poco éxito alcanzado en las perforaciones anteriores.

En este lapso se perforaron los siguientes pozos:

<u>Pozo</u>	<u>Año</u>	<u>Operador</u>	<u>Profundidad</u> <u>Pies</u>
- San José 1	1965	Abularach	1,727
- Madre Vieja	1968	Texas Petroleum Company	12,526
- Agua Negra 1	1968	Abularach	1,220

Es de mencionar que el pozo Madre Vieja se localizó en el departamento de Escuintla. Durante el período de 1969 a 1977 se reanudó la actividad exploratoria, realizándose en cuatro distintas cuencas del país:

- La Cuenca de Paso Caballos (Petén Norte)
- La Cuenca Chapayal (Péten Sur)
- Cuenca Amatique (Atlántico)
- Cuenca del Pacífico

Es de hacer notar que en esas fechas el precio del crudo era bueno e invitaba a las compañías a su exploración. Esta búsqueda se incrementó debido a la primer crisis mundial del petróleo acaecida en 1973; elevándose los precios a US \$ 10.00 el barril.

Actividades desarrolladas en las cuencas de Chapayal y Paso Caballos así:

En marzo de 1970, se otorgaron al señor Rudy Weissenberg derechos en la región ubicada en la parte del norte y en el extremo sur-oeste de El Petén y norte de los departamentos de Quiché y Alta Verapaz. Posteriormente el señor Weissenberg traspasó los derechos a la compañía Recursos del Norte.

Basic Resources Ltd., subsidiaria de la Cia. Recursos del Norte, perforó en la región conocida como Tortugas, designándoseles con ese mismo nombre a los dos pozos, en los cuales se encontró petróleo; esto acaeció en el año de 1972. Posteriormente Basic Resources asociada con Shenandoah y Saga Petroleum desarrollaron actividades de perforación en Nueve Cerros y en Rubelsanto. En la estructura de Rubelsanto se descubrió el primer pozo comercial del país, desarrollándose posteriormente varios pozos de desarrollo.

En los años 1975 y 1976 se realizaron trabajos de geología de superficie, fotogeología y geofísica. En 1977 se perforó sin éxito el pozo de Xalbal.

La formación de una nueva sociedad denominada BEA Petroleum Limited, integrada por Basic Resources Ltd. y SNEA, se asocia con Saga y Shenandoah y realizan actividades exploratorias así:

- En marzo de 1977 el pozo Chisec-1
- En septiembre de 1977 el pozo Chinajá Oeste 1 y en octubre el pozo Chinajá Oeste 1-A, donde se descubrió lo que luego llegó a ser el segundo campo comercial del país.

Actividades desarrolladas en la Cuenca de Amatique:

En abril de 1968 y 1970 se adjudicaron a la compañía Centram varios derechos petroleros; desarrollando los trabajos de:

- Un estudio aeromagnético
- Un estudio sísmico costa afuera, con una longitud de 174 Kms. Las líneas sísmicas fueron procesadas en los años 1972 y 1973, permitiendo identificar las estructuras de Manabique y Manglar-1. Una vez conocidas las anteriores estructuras, Centram se asocia con la compañía Zamora y perforan los pozos de Manabique y Manglar-1, sin haber obtenido resultados favorables.

Actividades en la Cuenca del Pacífico (Departamento de Escuintla):

Esso fué la compañía que perforó en el año 1972, el pozo Petrel 1, sin obtener grandes resultados.

Shell desarrolló una campaña sísmica sin llegar a perforar ningún pozo.

Actividades desarrolladas entre los años 1978 y 1985:

Concedores que Tortugas, Rubelsanto y Chinajá Oeste confirmaban que la cuenca Petén sur reunía las condiciones geológicas necesarias para almacenar petróleo y la escalada de precios que se inicia en 1979, donde el precio del barril de crudo va de los US \$ 13.00 a los U\$ 30.00 y 35.00 en los años 1980 y 1985; justificaron que nuevas compañías vinieran a Guatemala y desarrollaran campañas exploratorias en zonas de alto riesgo, en nuevas zonas con potencial poco evaluado y de alto costo de inversión, así como también que otras compañías desarrollaran los pequeños y complejos yacimientos ya conocidos.

Los derechos que las concesionarias poseían en base al Código de Petróleo, fueron parcialmente incorporados al contrato de exploración y explotación 1-80, el cual tomó vigencia el 13 de agosto de 1980 en que figuraban como contratistas Basic Resources International (Bahamas) Limited, Elf Aquitaine Guatemala, siendo Elf la operadora del contrato. Posteriormente Basic cedió parte de sus derechos a Elf y a Hispanoil.

Elf Aquitaine como operadora del Contrato 1-80 realizó sus actividades en el área I, siendo sus actividades:

<u>Fecha</u>	<u>Pozo</u>	<u>Pies Perforados</u>	<u>Resultados</u>
- 19/9/81	Caribe 1	11,450	Producción del C-8 y C-9
- 24/9/81	La Felicidad 1 A	13,798	Indicios sin producción.
- 26/6/82	Chisec Este 1	3,745	Produjo gas (posteriormente fué abandonado)
- 14/7/82	La Soledad 1	2,050	Arrecife seco
- 29/8/92	San Román 2	13,636	Indicios, nunca produjo
- 25/3/83	Las Mercedes 1	5,522	Seco
- 13/7/83	Tierra Blanca 1	11,615	Produjo 6000 barriles
- 08/8/82	Rubelsanto 101	7,574	No logró explorarse abajo de la zona C-14

Cabe mencionar que durante este período se realizaron trabajos de desarrollo que han permitido la producción continuada de Rubelsanto, Chinajá Oeste, Caribe y Tierra Blanca.^{6/}

El área AA fué explorada por Hispanoil como operadora de la operación conjunta Hispanoil, Elf y Bassetro en el contrato 2-78; desarrollando las actividades siguientes:

- Geología superficial
- Sísmica (1000 Kms. aproximadamente)
- Geoquímica
- Perforación de los pozos:

<u>Fecha</u>	<u>Pozo</u>	<u>Pies Perforados</u>	<u>Resultados</u>
- 09/5/81	Yalpemech 1	15,351	Pozo productor
- 07/5/82	San Diego 1	17,150	Pozo productor
- 25/2/82	Tzulul	14,286	Seco
- 17/7/82	San Jorge	9,669	Seco
- 21/3/82	Tucán 1	7,810	Seco

Esta área fué devuelta a la reserva nacional el 15 de diciembre de 1983.

El área BB fué explorada por Getty, como operadora de la operación conjunta Getty, Monsanto, Texas Eastern en el contrato 3-78; desarrollando las actividades siguientes:

- Geología superficial
- Sísmica (1000 Kms. aproximadamente)
- Perforación de los pozos:

<u>Fecha</u>	<u>Pozo</u>	<u>Pies Perforados</u>	<u>Resultados</u>
- 09/03/80	Yaxa 1	11,704	Indicios y al final seco.
- 06/08/80	Cancuen 1	9,989	Indicios, no probados y luego abandonado.
- 30/12/80	Huapac 1	8,930	Seco
- 13/03/81	Las Casas 1	11,468	Seco
- 20/04/81	Tzuncal 1	8,090	Seco

^{6/} Anuario Estadístico 1984, Ministerio de Energía y Minas

Esta área fué devuelta a la reserva nacional en junio de 1981

El área D fué explorada por Texaco como operadora de la operación conjunta Texaco, Amoco en el contrato 4-78; desarrollando las actividades siguientes:

- Geología superficial
- Sísmica (967 Kms. de reflexión y 97 Kms de refracción)
- Geoquímica
- Perforación de los pozos:

<u>Fecha</u>	<u>Pozo</u>	<u>Pies Perforados</u>	<u>Resultados</u>
- 22/04/81	Xan 1	8,450	Pozo productor
- 12/10/81	Mactún 1	12,097	Seco
- 07/02/82	Escondido 1	17,677	Seco
- 14/05/82	Itzamná	8,050	Seco

Esta área fué devuelta a la reserva nacional en noviembre de 1983

Los altos costos en la exploración en Guatemala y la baja de precios del petróleo experimentada en 1982 desestimularon la participación de nuevas compañías en la convocatoria que realizó el Ministerio de Energía y Minas, ofreciendo 5 áreas de exploración (áreas CC, E, F, G y H).

Hispanoil como operadora de la operación conjunta de Hispánica de Petróleos, Elf Aquitaine Guatemala y Petroleras International, S.A. (Baspetro) fué la única en participar, asignándose el Area E, por medio del contrato 2-80.

El trabajo desarrollada fué el siguiente:

- Geología de superficie
- Sísmica
- Perforación de los pozos:

<u>Fecha</u>	<u>Pozo</u>	<u>Pies Perforados</u>	<u>Resultados</u>
- 12/09/82	Santa Amelia 1	13,225	Seco
- 05/01/83	Guayacán 1	13,175	Seco

El contrato 1-82 sucrito por Texaco- Hispanoil y Baspetro permitió explorar el Area L y el trabajo desarrollado fué el siguiente:

- Geología de superficie
- Sísmica
- Perforación de los pozos

<u>Fecha</u>	<u>Pozo</u>	<u>Pies Perforados</u>	<u>Resultados</u>
08/05/84	Bolonkitú 1	14,863	Con pocos Indicios
06/01/85	Paso Caballos	17,130	Con pocos Indicios
18/07/85	Chocop	5,014	Con pocos Indicios
16/08/85	Ocultún	10,812	Con pocos Indicios

Esta área fué devuelta a la reserva nacional en octubre de 1985.

En 1985, se inicia una nueva actividad exploratoria, firmándose cinco (5) nuevos contratos de exploración, por las siguientes Compañías:

C O N T R A T O S

<u>1-85</u> <u>Hispanoil/Basic</u>	<u>2-85</u> <u>Hispanoil/Basic</u>	<u>3-85</u> <u>Esso</u>	<u>4-85</u> <u>Amoco</u>	<u>5-85</u> <u>Basic</u>
02 Abril 1985	13 Agosto 1985	2 Sep. 1985	20 Dic. 1986	10 En. 1986
Plazo 25 años años	25 años	25 años	25 años	25

El 05 de Abril de 1988 la empresa Petén Petroleum S. A. suscriben el Contrato de Explotación 1-88, para trabajar los bloques H-3-88 y J-9-88 específicamente en los pozos de Chocop 1, Paso Caballos 1, Yalpemech 1, Las Casas 1X y Huapac 1X.

El plazo determinado para la explotación era de 25 años.

La empresa Petén Petroleum, S. A. fué intervenida por el Ministerio de Energía y Minas a finales de 1990, debido a la falta de solvencia económica, incumplimiento de las obligaciones contractuales y mala administración.

El 22 de marzo de 1991, El Ministerio de Energía y Minas dictó la resolución 06093, por medio de la cual declaró la terminación no automática con la empresa Petén Petroleum, S.A.

El 21 de noviembre de 1990, se firma el Contrato de Participación en la Producción 1-90, entre el Ministerio de Energía y Minas y la empresa Shell Exploration B.V. para realizar operaciones petroleras de exploración y explotación en los bloques identificados como M-13-89, N=12-89, O-13-89 P-12-89 y P-11-89 ubicados en la cuenca de Amatique y que hacen un total de 298,794.95 hectáreas.

El 07 de diciembre de 1990 se publica el Acuerdo Gubernativo número 1218-90 donde se aprueba dicho contrato.

Este contrato tiene una vigencia de 25 años.

El 31 de diciembre de 1992 Shell Exploration B. V. cede los derechos y obligaciones del Contrato 1-90 a Shell Exploradora y Productora de Guatemala, B.V.

El 09 de abril de 1991, se publica el Contrato de Subrogación de Operaciones Petroleras de Explotación 1-91, suscrito entre El Ministerio de Energía y Minas y la Compañía Pam Petroleum, Incorporated, según Acuerdo Gubernativo 235-91.

Por medio de éste Contrato de Subrogación, Pam Petroleum, se hace cargo del pago de los adeudos a favor del Estado, que quedaron pendientes por parte de Petén Petroleum, S.A. según Contrato 1-88. Pam Petroleum continuará explotando los bloques H-88 y J-9-88 que estuvieron en poder de Petén Petroleum.

El 16 de diciembre de 1992, se firma el Contrato de Participación en la Producción 1-92, entre el Ministerio de Energía y Minas y la empresa Basic Resources International (Bahamas) Limited, para explorar y explotar los bloques identificados como G-1-91, G-2-91, H-3A-91, H-1A-91 y H-2A-91 que integran el Area A-1-91 ubicada en el departamento de Petén y que hacen un total de 192,233.17 hectáreas.

El 15 de febrero de 1993 se publica el Acuerdo Gubernativo número 68-93 donde se aprueba dicho contrato.

Este contrato tiene una vigencia de 25 años.

El 16 de diciembre de 1992, se firma el Contrato de Operaciones Petroleras de Explotación 2-92, entre el Ministerio de Energía y Minas y la empresa Basic Resources International (Bahamas) Limited, para explorar y explotar los bloques identificados como J-8-91 y H-10-91 en los campos petroleros descubiertos en las estructuras de Tortugas y San Román y que integran el Area A-7-91 ubicada en el departamento de Petén y que suman en total 99,507.73 hectáreas.

El 15 de febrero de 1993 se publica el Acuerdo Gubernativo número 68-93 donde se aprueba dicho contrato.

Este contrato tiene una vigencia de 25 años.

CAPITULO II

LA LEGISLACION PETROLERA EN GUATEMALA

2.1 RESEÑA HISTORICA DE LA LEGISLACION

Se presenta a continuación un resumen de las distintas disposiciones de la legislación petrolera, que han regido en nuestro país:

- Constitución Liberal de 1879

Declara que la Nación, es propietaria de cualquier yacimiento; el Estado celebraba contratos y otorgaba concesiones. La exploración y explotación son consideradas de utilidad y necesidad pública.

- Decreto 722 del 10 de Diciembre de 1915

Se ratifica la propiedad de la Nación sobre los depósitos de hidrocarburos, indicando que las operaciones exploratorias se realizaban en base a contratos de arrendamiento de 10 años. No especificaba ningún régimen tributario sobre la producción que se lograra, la cual era considerada 100% del contratista.

- Decreto 1214 del 03 de Julio de 1922

Se autorizan concesiones por 5 años para la exploración y de 30 años para la explotación.

Se fijaba una regalía del 10% sobre la producción durante los primeros 10 años y 15% por el resto del tiempo.

El concesionario está sujeto al impuesto territorial del área concedida. Goza de exoneración para la importación de maquinaria y demás materiales necesarios para las operaciones.

- Decreto 1828 del 6 de Mayo de 1932

Se fijan contratos por 50 años para realizar actividades de exploración y explotación. Además, el pago de regalías del 6% al 8%, exceptuándose de cualquier otro pago de impuesto al contratista y exonerándosele del pago de impuestos por la importación de maquinaria y materiales.

- Decreto 1404 del 19 de Junio de 1933

Se establece un régimen de concesión de 5 años para la exploración y de 50 años para la explotación. Se fijaba una regalía sobre la producción que oscilaba entre el 6 y 8%.

Este Decreto no fijaba ningún tipo de impuesto para el concesionario.

- Decreto 1998 del 21 de Mayo de 1934

Este Decreto difiere unicamente del anterior, en el período de exploración que es de 6 años.

- Constitución del 11 de Marzo de 1945

Se impide la participación del capital privado internacional en las actividades de exploración y explotación; ese derecho se reserva para compañías con capital cien por ciento nacional.

Los contratos los aprobaba el Congreso de La República y el plazo era de 50 años.

- Decreto 468 del 19 de Diciembre de 1947

Se establece un régimen de concesión de 50 años y una regalía sobre la producción del 16.5%. Se fijan los impuestos de Pago Anual de Exploración y Pago Anual de Explotación. Se fija el pago de Tasas por Presentación de Solicitud de Concesión de Exploración y Presentación de Solicitud de Explotación.

- Decreto 649 del 30 de Agosto de 1949

En ésta Ley se creó el Instituto Nacional del Petróleo.

Fija contratos para exploración, con una duración de 3 años y de 50 para la explotación, limitándoles el área de contrato a 200,000 hectáreas y 100,000 hectáreas respectivamente.

La regalía sobre la producción era del 12.5%, en la fase inicial de explotación. Una vez recuperados los costos e inversiones El Estado podía reservarse un 15 % adicional.

La amortización de los equipos del contratista se fija en base a la producción, pasando los mismos posteriormente a la propiedad del Estado.

Se fijan los impuestos siguientes:

- a) Tasa administrativa por Solicitud
- b) Impuesto territorial por hectárea de exploración
- c) Impuesto territorial por hectárea de explotación
- d) Pago de los impuestos generales de la Nación.

- Decreto 172 del 13 de Diciembre de 1954

Este Decreto regula la exploración superficial.

- Decreto 345 del 7 de Julio de 1955, que da vida al Código de Petróleo.

Estipula una concesión que oscila entre 5,000 y 400,000 hectáreas para exploración de 6 años prorrogable a 10 años.

Al descubrirse hidrocarburos en cantidades comerciales, el derecho se convierte automáticamente en uno de explotación, con una duración de 40 años, prorrogables a 60 años.

La regalía es del 12.5% del petróleo producido y aprovechado, de la cual el 4% corresponde al dueño del terreno. Se establecen además canones superficiales por hectáreas y una cuota inicial por solicitud de derechos.

- Decreto 2-74 del 28 de Junio de 1974, " Ley de Régimen Petrolífero "

Establece un término de 30 años a los contratos. Con una regalía del 50% como mínimo sobre la producción, más un impuesto adicional en sustitución del impuesto sobre la renta.

- Decreto 96-75 del 22 de Diciembre de 1975.

Este decreto es conocido como Ley de Régimen Petrolero de La Nación.

Ratifica la propiedad del Estado sobre los yacimientos y el sistema de contratación directa para la realización de las operaciones petroleras de exploración y explotación; fijando un máximo de área de 200,000 hectáreas.

Los contratos tienen una vigencia de 25 años e incluyen 2 períodos; 1 de exploración cuya vida es de 6 años máximo y el período de la explotación que fenece a los 25 años.

Se establece una tasa de Q. 1,000,000.00 por suscripción del contrato y la participación del Estado en un 55% como base, cuyo incremento va en relación a la producción.

Se exonera de impuestos al contratista por la importación de maquinaria y materiales necesarios para sus operaciones.

- Y así llegamos al 16 de Septiembre de 1983, fecha en que se crea el Decreto Ley 109-83, el cual trataremos en forma especial más adelante.

2.2 OBJETIVOS DE LA LEGISLACION PETROLERA EN GUATEMALA

2.2.1 Objetivos anteriores al Decreto Ley 109-83

Puede decirse que los objetivos de las distintas legislaciones que rigieron a nuestro país, anteriores al Decreto Ley 109-83, tuvieron pocas variantes innovadoras; concretamente se fijaban como expectativas, que en algunas ocasiones fueron sumamente ambiciosas.

Los objetivos no se definieron como una forma de desarrollo gradual, que hiciera partícipes en forma directa al contratista y al Estado en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Desde las primeras legislaciones, se confirmó que el Estado era el único capaz de celebrar negociaciones en esta materia, como lo cita el Decreto 345 en su artículo 3o. "Es potestad del Estado ejecutar dichas operaciones por sí, u otorgar derechos petroleros para que las realicen personas naturales o jurídicas, civilmente capaces, nacionales o extranjeras".

Los primeros objetivos se concretaron a fijar ciertos pagos por derechos de participación de las compañías en las actividades de exploración y explotación.

A un inicio, poco importaba el conocer el potencial de las áreas que se concedían o daban en contrato. De esa manera poco se estimulaba al inversionista, a participar en las actividades exploratorias en nuestro país.

No fue sino a partir de los años 70, cuando el precio del barril de petróleo tuvo un alza considerable, motivando una dependencia económica mayor de la que aún existía; que se trazaron nuevos objetivos, supuestamente para lo que se consideró el desarrollo petrolero del país.

Posteriormente se fueron considerando distintos objetivos que involucraban una diversidad de aspectos, como lo eran el económico, el aspecto social, la tecnología y conocimiento de los recursos que se ofrecían a los inversionistas extranjeros y entre otros la tributación resultante de las negociaciones que se pactaran con el contratista.

Es de mencionar que para el año 1982, las reservas oficialmente probadas alcanzaban un volumen de 13.3 millones de barriles de petróleo y correspondían a los yacimientos de Rubelsanto y Chinajá Oeste. Además se estimaban unos 40 millones de barriles para los campos de Caribe, Yalpemech, San Diego y Xan.

Se consideran como reservas probadas, las cantidades de petróleo crudo y gas natural que, después de haber sido sometidos los reservorios o yacimientos, a estudios geológicos y de ingeniería, demuestran ser recuperables en el futuro, bajo ciertos aspectos económicos y condiciones técnicas.

2.2.2 Objetivos de la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83 y su Reglamento.

Esta Ley mantiene el principio de propiedad del Estado sobre los yacimientos, fijando la posibilidad de ejecutar operaciones petroleras con participación de inversionistas extranjeros por medio de contratos.

Se tenía la necesidad de plasmar en la ley, ciertos objetivos que enmarcan las distintas actividades petroleras; y es el Decreto 109-83 el que señala los siguientes:

- a) Propiciar nuevas inversiones, reafirmando las que ya se tienen, a manera de incrementar la búsqueda de nuevas reservas.
- b) Generar nuevos empleos y actividades que redundarán en la economía del país.
- c) Optimizar las utilidades del Estado, de manera que de igual forma sea atractivo para las compañías invertir en el país en búsqueda de petróleo.
- d) Tratar de realizar una exploración completa de las cuencas sedimentarias, con el objeto de cuantificar los recursos de hidrocarburos con que se cuenta.
- e) Asegurar una producción que permita el suministro continuado de petróleo crudo y productos derivados del petróleo.
- f) Lograr la autosuficiencia nacional de petróleo, contribuyendo de esa manera a la independencia energética.
- g) Promulgar una nueva legislación que cree un marco adecuado e incentive a inversión extranjera.

23 LA EXPLORACION Y EXPLOTACION EN LA LEY DE HIDROCARBUROS

2.3.1 Generalidades

La exploración comprende todas las operaciones que el contratista ejecuta en una determinada área, con el objeto de descubrir hidrocarburos, dichas operaciones pueden ser clasificadas así:

- a) Exploración Indirecta
- b) Exploración Directa.

En el capítulo 1 se da una pequeña descripción de las actividades que se desarrollan en cada una de estas operaciones.

Existen compañías cuyo objetivo es el de realizar estudios o reconocimientos superficiales de determinadas áreas, los cuales posteriormente vende a otras compañías, sin asumir la responsabilidad de tener que realizar una exploración directa.

Cabe mencionar que pueden existir contratos de explotación que no incluyan las fases de exploración, en virtud que el Estado en determinadas ocasiones tiene áreas de reserva con pozos, en los cuales se han descubierto hidrocarburos, sin que sus yacimientos hayan sido convenientemente evaluados.

La Ley de Hidrocarburos señala que las operaciones petroleras deben ser ejecutadas por contratistas, en base a contratos de operaciones petroleras.

Los contratos de operaciones petroleras se basan en modelos de contratos y éstos, en estipulaciones mínimas previamente aprobadas de acuerdo al Artículo 16 de dicha Ley.

La Ley puntualiza en el Artículo 66 las estipulaciones mínimas de los contratos de participación en la producción, pero en ese mismo artículo indica que es sin perjuicio de otros tipos de contratos de operaciones petroleras de exploración y/o explotación de hidrocarburos.

En el artículo 3 del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos, se indica que "Para contratos distintos al de participación en la producción, el Ministerio dispondrá la elaboración del anteproyecto de estipulaciones mínimas, "en el Artículo 44 del mismo reglamento se estipula que "La Dirección, conforme a las estipulaciones mínimas establecidas, elaborará el o los proyectos de modelos de contratos."

En conclusión diremos que el Ministerio de Energía y Minas tiene, en base a la ley de Hidrocarburos, la posibilidad de suscribir otros tipos de contratos diferentes al de participación en la Producción, establecido en el artículo 66 de la Ley.

Si determinadas situaciones no previsibles hicieran llegar a la conclusión de que ya no es conveniente ofrecer áreas bajo la modalidad contractual prevista en el Artículo 66 de la Ley (Contratos de Participación en la Producción), pueden establecerse nuevos tipos de contrato; sin embargo, hay principios legales que no pueden ser modificados en los nuevos tipos de contrato; entre ellos:

- a) El plazo de los contratos de operaciones petroleras, en ningún caso podrá exceder de veinticinco (25) años.
- b) Los contratos no constituyen concesión.
- c) El contratista otorgará fianza o garantía a favor del Estado para respaldar el cumplimiento de los trabajos comprometidos en el contrato.
- d) El contratista contribuirá para la capacitación de guatemaltecos.
- e) Se dará preferencia a los bienes, servicios y personal guatemalteco.
- f) Se establece la obligación de proporcionar al Ministerio de Energía y Minas toda la información, datos, compilaciones y sus interpretaciones.
- g) Se establece el derecho a importación libre y suspensión temporal.
- h) El pago del Impuesto Sobre la Renta.

- i) Se establecen otros impuestos y tasas administrativas, entre ellos:
 - Papel Sellado (modificado según Decreto Ley 72-83 y Decreto del Congreso de La República Número 37-92)
 - Impuesto de suscripción del contrato
 - Impuesto de cesión de derechos y operaciones.

 - j) Se establecen ciertos ingresos privativos, entre ellos:
 - Tasas administrativas que se incluyan en la convocatoria.
 - Cargos anuales por hectárea en exploración y explotación.

 - k) Darle opción a inversionistas guatemaltecos con aportes que representen como mínimo el 5% del monto total de los trabajos comprometidos .

 - l) La extensión de las áreas en los contratos de exploración y/o explotación será así:
 - En la exploración, un máximo de seis bloques de 50,000 hectáreas cada una, tierra adentro y 80,000.00 hectáreas cada una en el mar.

 - En la explotación, la superficie máxima es de 150,000 hectáreas.

 - m) El pago de la regalía a favor del Estado con prioridad a la recuperación de cualquier costo, la cual se determinará en base al promedio mensual de la gravedad API.
- Y dentro de otras generalidades podemos citar:
- Las obligaciones de trabajo mínimo durante el período de exploración y sus fases.

 - La posibilidad que el Estado asuma la responsabilidades de Inversión en la Exploración y Explotación.

 - Forma y tipo de oportunidad en que el contratista recibirá su remuneración

 - La extensión del período de exploración y las posibles prórrogas.

 - La forma y oportunidad en que se cumplirá la obligación de devolver áreas durante el período de exploración.

2.3.2 Extensión de las áreas

En el Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-83 en su artículo 23, se establecía que la extensión mínima del área original de un contrato no podría ser mayor a las 200,000 hectáreas. Si bien era factible incluir en una convocatoria áreas menores a la señalada, en todas las convocatorias que se realizaron se ofrecieron áreas cuya superficie se aproximaba al máximo permisible.

El artículo 60 de la Ley de Hidrocarburos, permite la posibilidad de contratar áreas con extensión múltiple de 50,000 hectáreas, en tierra firme, hasta un máximo de

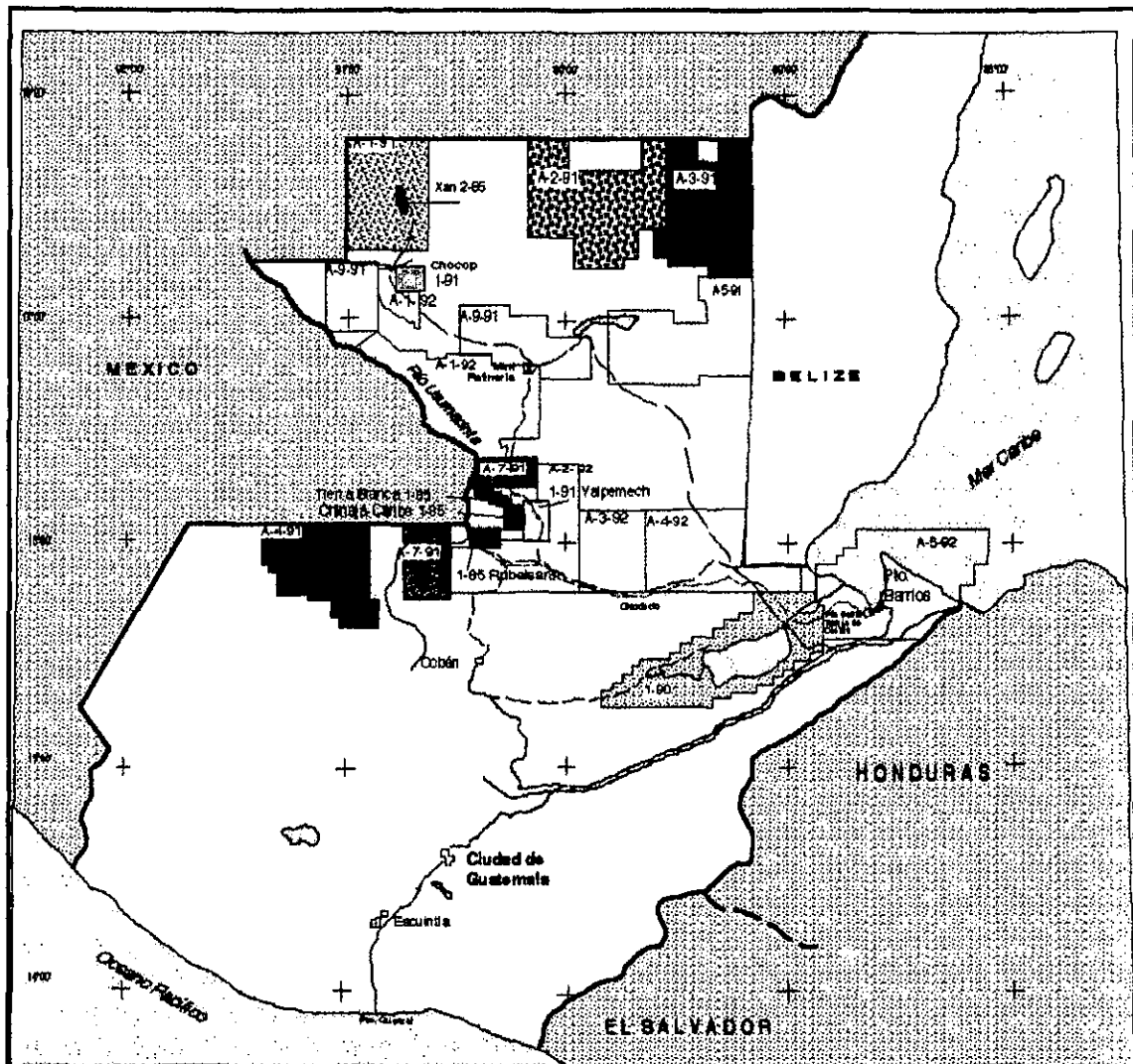
seis (6), lo que da una extensión máxima de 300,000 hectáreas por contrato, con la posibilidad de que el propio oferente pueda seleccionar el o los bloques, no necesariamente contiguos, dentro del número de bloques disponibles.

Para el caso de la exploración costa afuera, se mantuvo el criterio de ofrecer áreas más extensas, con la idea de compensar la dificultad y el costo de la exploración directa, con una extensión mayor de área.

Un contratista puede tener intereses en varios contratos siempre que la sumatoria del área, asociados en sus derechos, no sean mayor de 300,000 o 450,000 Has. en exploración, según sea en tierra o en mar. Para el caso de la explotación, la sumatoria del área en explotación de todo contratista no podrá ser mayor de 150,000 Has.

Un contratista pueda integrar su área de contratos con bloques que no necesariamente deban ser contiguos, y ello le permite distribuir su esfuerzo exploratorio en una forma flexible.

A continuación se muestra en el mapa, los bloques destinados a la exploración y/o explotación de hidrocarburos.



LOCALIZACION DE AREAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

<p>Areas Contratadas</p> <ul style="list-style-type: none"> BASIC (1-85) BASIC 2-85 Shell Exploradora y Productora de Guatemala B.V. (1-90) PAM (1-91) BASIC (A-1-91) Contr. 1-92 BASIC (A-7-91) Contr. 2-92 	<p>Areas Contratadas pendiente de firma</p> <ul style="list-style-type: none"> Pentagon Petroleum (A-2-91) Pentagon Petroleum (A-3-91) Pentagon Petroleum (A-4-91) <p>Areas no Contratadas</p> <ul style="list-style-type: none"> 	<p>Referencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> Carretera asfaltada Carretera no asfaltada Creaducto Patzún <p>0 20 40 60 80 100 Km.</p> <p>Escala: 1:10,000,000 (aprox.)</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

En una convocatoria dada, el ganador sobre un bloque podría ser, dependiendo del criterio de selección, el que ofreciera una mayor densidad de trabajo sobre dicho bloque.

Al haberse promulgado el Decreto Ley 61-85, que exoneró temporalmente al Ministerio de Energía y Minas del requisito de convocatoria previa, pudo comprobarse que el esfuerzo exploratorio que una compañía desea hacer, no está siempre relacionado a una misma extensión superficial, máxime si en la negociación se mantiene el criterio de que a mayor extensión en el contrato debe contratarse mayor esfuerzo exploratorio (más sísmica, más perforación).

Se muestra a continuación como en 1985 se contrató vía negociación, lo siguiente:

CONTRATO	EXTENSION (HAS)	SISMICA (KMS)	POZOS EXPLORATORIOS - OBLIGATORIOS (Primeros tres años)
3-85	298,348.26	500	2 (4,000 mts. c/u)
4-85	149,892.76	200	1 (3,000 mts. c/u)
5-85	123,813.98	150	1 (3,500 mts. c/u)

2.3.3 Permisos de reconocimiento superficial

El Artículo 58 de la Ley de Hidrocarburos, establece la facultad ministerial para conceder estos permisos anuales, prorrogables por años sucesivos, puntualizando la obligación de proporcionar al Ministerio de Energía y Minas, sin costo, toda la información obtenida.

En el Artículo 21 del Reglamento General se establecen los requisitos de inscripción, en el Artículo 23 se señala el contenido general de la resolución de otorgamiento del permiso y en el Artículo 24 el derecho del poseedor del permiso, a obtener a su solicitud, dos años de confidencialidad para toda la información que proporcione al Estado.

Algunas compañías tienen como único objetivo el realizar trabajos geológicos, geoquímicos o geofísicos para los contratistas de operaciones petroleras o bien para el propio Estado, pero que en adición a ello, se interesan en la realización de estudios regionales, cuyos datos e interpretaciones normalmente venden a potenciales inversionistas.

Por medio de estos permisos concedidos y con los estudios que se realizan en tales regiones, el país se ve igualmente favorecido por el mayor conocimiento que se obtiene de sus cuencas y por la divulgación que la compañía hace del país en su intento de vender la información generada con el estudio.

Siendo que el permiso que se otorga para realizar un reconocimiento superficial no confiere exclusividad ni otorga derecho alguno para explorar y explotar, puede abarcar áreas de contratos vigentes, siempre que no obstaculicen las operaciones

del contratista.

La solicitud para obtener un determinado permiso de reconocimiento superficial es tramitada ante la Dirección General de Hidrocarburos quien, con su opinión, la eleva al Ministerio de Energía y Minas para que emita la resolución que corresponda, que incluye el área, el plazo, las obligaciones de información, obligaciones de adiestramiento, obligación de cubrir una fianza (5% del presupuesto) por daños, la obligación de permitir inspecciones y los pagos y otras obligaciones que estime convenientes .

El permiso toma vigencia cuando, luego de pagar la tasa administrativa, se publique la resolución de otorgamiento en el Diario Oficial.

2.3.4 Tasas, cargos anuales y otros impuestos

La Ley de Hidrocarburos señala en forma concreta en sus Artículos 31 y 45, los ingresos que en forma especial el Estado deberá de percibir por los contratos de exploración y/o explotación que haya autorizado.

Según cita del Artículo 31, "estos ingresos pasarán a integrar un Fondo para el desarrollo económico de la Nación, el cual se destinará exclusivamente al desarrollo del interior del país y al estudio y desarrollo de fuentes nuevas y renovables de energía".

El Ministerio de Energía y Minas, está facultado para:
Crear comisiones técnicas temporales que asistan en funciones del campo de la energía a la Comisión Nacional Petrolera o bien al propio Ministerio. Y para tal fin percibirá ingresos en una cuenta especial denominada Ingresos Privativos.

Las tasas y cargos, que el Estado recibe, son los siguientes:

• Tasas Administrativas:

Se establecen en la convocatoria respectiva y en los reglamentos de la Ley; entre ellas tenemos:

- Permiso de reconocimiento superficial	US\$ 5,000.00
- Devolución de área	US\$ 1,000.00
- Selección de área de explotación mayor de 10,000 hectáreas. En adición a los US \$ 50,000.00 que establece el Artículo 45, inciso b	US \$100,000.00
Más US\$ 100.00 por cada hectárea en exceso a las 10,000 hectáreas	
- Modificación del área de explotación	US\$ 10,000.00
- Prórroga del período de explotación	US\$ 5,000.00

- Suspensión por períodos anuales sucesivos (fase de desarrollo) salvo cuando la suspensión sea solicitada en oportunidad en la cual la regalía y participación en la producción sea suficiente para cubrir la demanda interna; en este caso será de US\$ 50,000.00
- Suscripción directa de un contrato de transporte US\$ 100,000.00
- Cambios de Programas US\$ 10,000.00

Las anteriores tasas se pagarán dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la notificación de la resolución favorable a la la solicitud de que se trate, las que deberán hacerse efectivas en la Tesorería Nacional previa orden de pago extendida por el Departamento de Auditoría y Fiscalización.

• **Cargos anuales**

- En la fase de exploración, se fija un monto de cincuenta centavos (US \$ 0.50) anuales por hectárea que tenga el área del contrato de exploración. El pago se hará dentro de los primeros quince (15) días de cada año de contrato.

- En la fase de explotación, se fija un monto de cinco dólares (US \$ 5.00) anuales por hectárea. Los anteriores cargos se incrementarán tomando en cuenta los índices de inflación que publique el Banco de Guatemala y que figuren en cada contrato de operaciones petroleras. El pago se hará en los primeros quince (15) días de cada año calendario.

Como podemos notar que , el año de exploración es Contractual, mientras que el año de explotación es Calendario.

El pago de regalías, participación en la producción, tasas administrativas y cargos anuales, que se efectuaren extemporáneamente, se sancionarán con una multa del diez por ciento (10%) de lo adeudado.

La compañía, que celebre un contrato de exploración o explotación con el Estado, deberá pagar en sustitución de cualquier otro tipo de gravamen lo siguiente:

- Por suscripción de contrato US\$ 100,000.00
más el monto que se establezca en la convocatoria respectiva, por cada hectárea incluida en el área de contrato.
- En concepto de tasa por cesión total de derechos de un contrato o la parte proporcional US\$ 100,000.00

Existe por aparte una tasa de servicio de cincuenta mil dólares (\$ 50,000.00) o el monto que se fije en la convocatoria respectiva, por cada área de explotación que se apruebe.

Los programas de capacitación pueden considerarse una forma indirecta de pago

de impuestos en forma extraordinaria; ya que el Artículo 21 de la Ley, señala "Que el contratista contribuirá en la ejecución de programas de capacitación, adiestramiento y otorgamiento de becas para la preparación de personal guatemalteco, así como para el desarrollo de tecnología, en actividades directamente relacionadas con las operaciones petroleras objeto del contrato."

Los montos que fija la Ley son los siguientes:

- Ciento veinticinco mil dólares (US\$ 125,000.00) anuales, mientras no exista, por lo menos, una declaratoria de comercialidad.
- Diez mil dólares (US\$ 10,000.00) por mes por cada área de explotación o trescientos cincuenta mil (US\$ 350,000.00), por área de contrato, por un año, cuando ya existiese un descubrimiento comercial, lo que sea mayor.

Del total de los montos de capacitación señalados, el contratista podrá manejar por cuenta propia el 30% de los mismos, para la capacitación y formación de su personal y el restante 70% deberá depositarlo en un banco del exterior, en cuenta específica del Banco de Guatemala, según lo expresa el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos, modificado por el Artículo 1 del Decreto Ley número 143-85 de fecha 27 de Diciembre de 1985.

2.3.5 Contratos y Subcontratos derivados del Contrato de Exploración y Explotación

Tanto los contratos de exploración como los de explotación, desarrollan un sin número de actividades, las cuales pueden ser ejecutadas por el mismo operador del contrato, o bien ser realizadas por terceras personas, lo que origina otras formas de contratos y subcontratos .

Toda persona individual o jurídica, nacional o extranjera, que obtenga el permiso regulado por el Artículo 58 de la Ley de Hidrocarburos y el Capítulo IV del Reglamento General, adquirirá la calidad de contratista de servicios petroleros, cuando dichos trabajos los ejecute por su cuenta y/o por cuenta y encargo de un contratista de operaciones petroleras.

Merecen especial atención El Contrato de Transporte y El Contrato de Participación en la Producción, debido a la singularidad de los mismos y la forma en que son regulados.

• Contrato de transporte

El descubrimiento de un determinado yacimiento requiere para su explotación, de la existencia de un medio de transporte capaz de transportar el volumen producido diariamente y al más bajo costo posible. El medio de transporte terrestre más económico y eficiente es el oleoducto o el gasoducto.

El artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos, expresa que el Estado se reserva el derecho de ejecutar operaciones petroleras de transporte de hidrocarburos que se produzcan en el país, salvo derechos ya adquiridos a la fecha de la creación de la Ley como es

el caso del oleoducto de Rubelsanto-Piedras Negras y el de San José -Escuintla. Se excluye de esta reserva el transporte en camiones cisterna o ferrocarril, según artículo 7 de la ley de Hidrocarburos.

Un contratista puede solicitar la suscripción de un contrato de transporte sin el requisito previo de convocatoria que señala el Artículo 14 de la Ley de Hidrocarburos.

El procedimiento establecido en el Reglamento General, es en términos generales el siguiente:

a) Solicitar al Ministerio de Energía y Minas lo siguiente:

- Resolución sobre la necesidad de instalar un sistema estacionario de transporte.
- La firma de un contrato de transporte sin convocatoria (suscripción directa).

Con la solicitud se presentarán la información y las manifestaciones que se indican en el Artículo 183 del Reglamento General, entre las que sobresalen:

- Características generales del sistema,
- Rutas preliminar y alternativas que se proponen,
- Compromiso de transportar el crudo que corresponde al Estado en el Contrato y
- Ofrecimiento al Gobierno para asociarse o formar una empresa mixta que construya y opere el sistema estacionario de transporte.

b) La Dirección General de Hidrocarburos estudiará la solicitud e informará al Ministerio de Energía y Minas con copia a la Comisión Nacional Petrolera, de conformidad con lo que señala el artículo 184 del Reglamento General; teniendo como relevantes los aspectos siguientes:

- Análisis de los términos y condiciones de la solicitud.
- Estudio sobre la conveniencia de la asociación o formación de una empresa mixta.
- Análisis de la ruta óptima del sistema de transporte.

c) Autorización del corredor de la ruta:

Si los dictámenes de la Dirección General de Hidrocarburos y la Comisión Nacional Petrolera son positivos, el Ministerio de Energía y Minas propondrá por Acuerdo Gubernativo la aprobación del corredor de la ruta definitiva de establecimiento del sistema de transporte.

d) Plan de establecimiento del sistema de transporte.

Dentro de los seis meses (6) siguientes, a partir de la fecha del Acuerdo Gubernativo que aprueba el corredor, el contratista presentará un plan de establecimiento del sistema de transporte.

e) Resolución del Ministerio de Energía y Minas

Dentro de los sesenta (60) días, a partir de la recepción del plan de establecimiento, el Ministerio de Energía y Minas, en base al análisis que haya hecho la Dirección General de Hidrocarburos y opinión de la Comisión Nacional Petrolera, emitirá la resolución correspondiente. En esta resolución, si es positiva se señalará:

- Observaciones al plan de establecimiento del sistema estacionario de transporte.

- Tipo, términos y condiciones del contrato y ,
- Fórmula de tarifas de transporte, almacenamiento y trasiego.

f) Modelo de contrato

El Ministerio de Energía y Minas elaborará el modelo de contrato que contendrá las siguientes condiciones:

- El plazo del contrato, no podrá ser mayor que el plazo del contrato de exploración y/o explotación.
- La obligación de construir el sistema en el plazo que se fije en el contrato y que no será mayor de tres (3) años.
- La obligación de operar ininterrumpida y continuamente el sistema de transporte.
- La obligación de prestar servicio en forma no discriminatoria y en base a tarifas establecidas
- La obligación de aumentar la capacidad el sistema para servir a los usuarios de áreas vecinas.
- Obligatoriedad de cotizar los servicios cuyo monto superen los Q.100,000.00, con participación del Ministerio de Energía y Minas en la adjudicación.

g) Aceptación del Modelo de Contrato

El contratista se manifestará por escrito sobre la aceptación del modelo de contrato y el plan de establecimiento, acompañando una garantía de cumplimiento por el equivalente al monto del valor de los trabajos.

h) Suscripción y Aprobación

Por acuerdo Gubernativo tomado en Consejo de Ministros, de conformidad con el último párrafo del Artículo 64 de la Ley de Hidrocarburos, se establecerá:

- La ruta del sistema de transporte de hidrocarburos; y
- Los términos y condiciones del contrato que podrá suscribirse.

Ya en vigor el Acuerdo Gubernativo antes señalado, se suscribirá el contrato y publicará en el Diario Oficial.

Es responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas y de la Comisión Nacional Petrolera, la aprobación de las tarifas de transporte, almacenamiento y trasiego, a pesar que ni la Ley ni el Reglamento General establecen fórmulas o procedimientos para su determinación.

En el artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos, se indica que las tarifas no podrán ser mayores que la cantidad necesaria para reembolsar la suma de los costos y gastos de capital y de operación efectivamente invertidos, más una utilidad razonable.

• Otros Contratos y Subcontratos

Se cita a continuación una serie de trabajos y servicios que pueden ser objeto de contratos y subcontratos relacionados con operaciones petroleras:

a) Geología.

b) Geofísica

- c) Perforación de pozos.
- d) Diseño y cementación de tubería de pozos.
- e) Evaluación de formaciones de por medio de registros o perfiles en pozos, pruebas de formación y de producción.
- f) Diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas estacionarios de transporte y líneas de flujo.
- g) Evaluación de yacimientos por medio de toma de presiones en pozos.
- h) Diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de superficie como plantas de proceso, plantas de almacenamiento y despacho, terminales, estaciones de bombeo y compresión.
- i) Análisis de hidrocarburos.
-) Servicios de protección y seguridad relacionados con cualquier actividad
- j) Evaluación de registros.
- k) Estudios de reservorios.
- l) Construcción y mantenimiento de accesos, helipuertos y pistas de aterrizaje.
- m) Servicios de transporte aéreo.

2.4 CONTRATO DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION

2.4.1 Generalidades

El modelo de contrato de participación en la producción fué aprobado por Acuerdo Gubernativo número 434-85 de fecha 10 de junio de 1985.

Se expresa que el objeto del contrato es que el contratista ejecute las operaciones de exploración y explotación, mediante programas aprobados, dentro del área de contrato, para obtener el mayor número de descubrimientos de hidrocarburos y la máxima recuperación de las reservas que descubra, debiendo producirlas a tasas óptimas de producción, con la diligencia técnica debida para asegurar los mayores beneficios al Estado.

Expresa además, el compromiso del contratista a cumplir con las obligaciones expresadas en el contrato, proporcionando los servicios y recursos técnico-financieros.

Que el Estado no asume riesgo, ni responsabilidad por las inversiones y operaciones, ni por su resultado infructuoso.

Se incluye el criterio de la "Dolarización del Contrato" (pagos, inversiones, recuperaciones, valor de la producción y los cálculos).

En los contratos vigentes el cargo anual por hectárea en exploración es de 0.50 US\$ hectárea y en explotación 5.00 US\$ la hectárea

- Derechos del contratista
- a) Ejecutar por su propia cuenta las operaciones de exploración durante el período de exploración, dentro del área de contrato.
- b) Ejecutar por su propia cuenta las operaciones de exploración y explotación.
- c) Transportar los hidrocarburos que le correspondan a través de cualquier medio de transporte estacionario establecido por el Estado o por otros contratistas en forma no discriminatoria, respecto a servicios o tarifas; y cuando no existan esas facilidades que permitan el transporte económico de tales hidrocarburos, solicitar la suscripción directa de un contrato de transporte estacionario.
- d) Recuperar todos los costos de los hidrocarburos y otras sustancias compatibles, en cada área de explotación, en concepto de remuneración total por sus servicios y por sus compromisos técnicos y financieros asumidos conforme a este contrato.
- e) Transportar dentro del territorio nacional, personas y materiales destinados a operaciones relacionadas con el área de contrato con sujeción a las disposiciones legales de la materia.
- f) Importar, conforme al régimen de importación libre y/o suspensión temporal, los materiales fungibles, maquinaria, equipo, repuestos y accesorios que requiera para las operaciones petroleras derivadas de este contrato, así como reexportar los que hubiere importado para sus operaciones petroleras.
- g) Usar, vender, disponer, comercializar y exportar en la forma que más le convenga los hidrocarburos y otras sustancias que le correspondan.
- h) Procesar y/o licuar el gas natural, azufre y/u otras sustancias.
- i) Ceder, en todo o en parte los derechos de este contrato, siempre que el cesionario asuma las obligaciones derivadas del mismo.
- j) Separar, purificar y comprimir los hidrocarburos que se produzcan y transportarlos dentro de cada área de explotación del área de contrato.
- k) Solicitar que cierta información tenga el carácter de confidencial.
- l) Solicitar, a través de la Dirección, las facilidades de construcción y otras que sean necesarias para el normal y adecuado desarrollo de sus operaciones de exploración y explotación, las que podrán autorizarse siempre que el Ministerio

las estime convenientes, para el cumplimiento del contrato y acorde a las disposiciones legales atinentes.

- m) Devolver una o más partes del área original del contrato, siempre que cumpla con todas las obligaciones adquiridas a la fecha efectiva de devolución.
- n) Dar por terminado este contrato, en cualquier momento.
- ñ) Recibir la información y datos técnicos disponibles de parte de la Dirección, atinentes a la exploración del área de contrato.
- o) Remesar al extranjero, los capitales extranjeros invertidos, así como los gastos externos de operación, utilidades, préstamos obtenidos y sus intereses, así como otros conceptos análogos, inclusive el producto de las ventas en el mercado interno, conforme al contrato y al Reglamento emitido por la Junta Monetaria mediante resolución JM-132-840, publicado en el Diario Oficial el veintiocho de junio de mil novecientos ochenta y cuatro y el artículo 100 del Reglamento de Administración del Régimen de Emergencias en las Transferencias Internacionales, Acuerdo Gubernativo 986-84.

- Vigencia y plazo

El plazo es de 25 años y su vigencia es a partir de la fecha de publicación en el Diario Oficial.

- Bloques y áreas de contrato

Se indica la superficie total del área original del contrato y una descripción de cada uno de los bloques que la integran, indicando su identificación, delimitación y superficie.

Se indican en qué porcentajes el contratista irá devolviendo partes de cada bloque; respecto a la oportunidad es igual en todos los contratos y se fija así:

- Antes de finalizar el tercer año de contrato.

- Antes de finalizar el quinto año de contrato para completar el 50% de cada bloque.

El área que podrá seleccionarse por cada campo comercial es de 10,000 Has., extensión suficiente para un campo con reservas recuperables de más de 100 millones de barriles de petróleo, sin embargo si fuere necesario, de conformidad con el Reglamento General (Arto. 70.) se podrá obtener una extensión mayor.

Se fija la obligación de devolver las áreas de explotación al finalizar la producción comercial.

La delimitación del área no constituye propiedad ni concesión.

- Información, datos y confidencialidad

Se señala, el derecho a la confidencialidad por la información proporcionada al Estado (2 años) sobre los informes, datos, compilaciones y sus interpretaciones.

- Supervisión de las operaciones

Se establece que la inspección, supervisión, fiscalización y vigilancia de las operaciones, sus resultados y sus consecuencias, las ejercerá el Gobierno, por medio del Ministerio de Energía y Minas y sus dependencias.

- Regalías

Se establece que la regalía se calculará sobre el volumen de la producción neta o sobre el valor monetario de la misma en forma mensual, para cada área de contrato, basada en el promedio mensual de la gravedad API del petróleo crudo que se produzca.

En un área de contrato, donde existan varios campos petroleros, cada uno de ellos y dentro de ellos cada yacimiento, normalmente tienen crudos de diferentes calidades que pueden o no ser mezclados, sin embargo, para fines de la regalía y siendo que la gravedad API es una relación de densidad, es posible calcular la gravedad en función del porcentaje en que cada uno de ellos participa en la producción del área de contrato.

Los porcentajes aplicables a la producción neta son:

- Si la gravedad API es igual a 30 grados, la regalía será del 20%
- Si la gravedad baja o sube, por cada grado de variación, la regalía se reducirá o aumentará en un 1%
- La regalía no será inferior al 5%

Aplicando esta regla a varios casos, el porcentaje de regalía a aplicarle a la producción neta será como sigue:

<u>GRAVEDAD API</u>	<u>REGALIA</u>
37	27
34	24
32	22
30	20
28	18
26	16
23	13
20	10
15 o menos	5

Para el caso de que haya producción de gas natural comerciable y condensados, se estableció una regalía mínima del 5%.

2.4.2 Períodos , Trabajos y Garantías

- Períodos y programas de exploración y de explotación

El período de exploración que incluye los seis primeros años de contrato, se divide en las fases siguientes:

- Fase de Perforación obligatoria (3 primeros años)
- Fase de Perforación optativa (4to., 5to. y 6to. años)

El período de explotación, por cada área de explotación, se inicia en la fecha de establecimiento del campo comercial correspondiente y finaliza al terminar la producción comercial del mismo o el contrato.

Si al finalizar el 6to. año de exploración, el contratista está realizando o necesitare hacer pruebas de evaluación , se podrá prorrogar un año el período de exploración, para proteger al contratista en el caso de un descubrimiento de último momento.

Los programas de trabajo se ejecutarán por presupuestos anuales aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, requisito para que los costos sean considerados recuperables.

La oportunidad en que deben presentarse estos programas es definida en el Reglamento General, así los programas de exploración se presentarán tres meses antes del inicio de cada año contractual.

Los programas de evaluación son adicionales a cualquier obligación.

En cualquier situación de emergencia el contratista deberá actuar, a pesar de que no estén aprobados los trabajos que realice y su presupuesto, sin embargo, la emergencia deberá ser comunicada al Ministerio de Energía y Minas y a la Dirección General de Hidrocarburos.

En el caso de que un presupuesto que corresponda a un programa de trabajo fuera aprobado con posterioridad a la fecha en que se inició su ejecución, la recuperación de los costos considerados como recuperables y aprobados en dicho presupuesto, tendrán el carácter de recuperables, porque no tuvieron la aprobación previa a que se empezaran a gastar por razones atribuibles al Ministerio de Energía y Minas.

Existe la posibilidad de retener de la producción neta, menos la regalía, lo necesario para recuperación de costos recuperables, acumulados y de los presupuestos de exploración y explotación, de esta manera el contratista no necesita esperar la liquidación provisional mensual o la liquidación definitiva trimestral para retener la producción y disponer de ella.

- Trabajos (Actividad Exploratoria)

Especifica los trabajos a realizar, sus principales características y los períodos en que se ejecutarán así:

- a) Se indica el número de pozos y su profundidad que se realizarán en cada uno de los años de la fase de perforación obligatoria.

- b) Se indica el número de pozos y su profundidad que se realizarán en cada uno de los años de la fase de perforación optativa. Estas obligaciones el contratista tiene la opción de adquirirlas cada año, si quiere retener el contrato.
- c) Existe la posibilidad de sustitución de la perforación conforme al Reglamento General, acordada por las partes.
Se acuerda el tipo, cantidad y período en el que se realizará la exploración indirecta.
- d) Como complemento a las actividades exploratorias, existen obligaciones al momento del descubrimiento de hidrocarburos, entre estas están:
 - Declarar la comercialidad de un área. Debiendo la Dirección General de Hidrocarburos aprobar tal comercialidad.
 - La obligación ante un descubrimiento comercial de hidrocarburos, de seleccionar un área de explotación, delimitarla, desarrollarla y explotarla con la diligencia debida.
 - La obligación de comunicar a la Dirección General de Hidrocarburos, en forma previa, el abandono permanente de un pozo en que se descubrieron hidrocarburos y que a juicio de la compañía no amerita ser evaluado.
 - Realizar los trabajos necesarios cuando el Ministerio considere que dicho descubrimiento sí debe ser evaluado.
 - La obligación de perforar, como mínimo, un pozo de desarrollo por campo hasta completar su desarrollo, en un plazo no mayor de cuatro (4) años.
Esta obligación refleja la política del Estado de incorporar a la producción nacional, un período razonable, las reservas de hidrocarburos descubiertos, de tal manera que el país alcance el autoabastecimiento a mediano plazo.

• **Garantías**

Dentro de las garantías mínimas que se establecen en el Modelo de Contrato de Participación en la Producción tenemos:

- a) La obligación de presentar ante el Ministerio de Energía y Minas una garantía para responder por los trabajos de exploración señalados en el contrato.
- b) Se obliga a garantizar la perforación de los pozos para lograr el desarrollo de los campos petroleros descubiertos.
- c) Se establece el derecho al contratista de poder liberar parcial o totalmente la garantía al finalizar un pozo o cualquier trabajo comprometido.

Existen por aparte ciertas multas que en forma indirecta garantizan el cumplimiento de actividades establecidas en el contrato, teniendo entre ellas:

- a) El monto de la multa máxima aplicable por incumplimiento de la perforación,

expresada en dólares, por metro de profundidad no perforada en los pozos de exploración y en los de desarrollo.

b) La multa máxima aplicable por incumplimiento de la exploración indirecta.

El procedimiento para el cálculo de la multa se determinará por el número de metros comprometidos no perforados, cantidad que se multiplicará por la multa por metro.

En el caso de que haya un exceso de metros perforados, respecto a lo contratado, éste será acreditado a favor del contratista a su solicitud. En el caso de que sea otro tipo de trabajo el contratado, como el de exploración indirecta, se aplicará el mismo procedimiento por analogía.

2.4.3 Distribución de la Producción

• Costos Recuperables

Toda inversión de exploración, desarrollo o gasto de operación son gastos recuperables, salvo los que se especifiquen como no recuperables.

Se señala el derecho del contratista, salvo sus obligaciones con respecto al mercado interno, de disponer, usar, vender, comercializar y exportar lo que le corresponde según el contrato.

El derecho del contratista a retener con prioridad, salvo la regalía, y con autorización del Ministerio de Energía y Minas los volúmenes de hidrocarburos, azufre y/u otras sustancias, para la recuperación de costos y cuando sea el caso, su remuneración.

Los costos recuperables se asignarán a las áreas de explotación, conforme al Reglamento General y al Anexo Contable, en la forma siguiente:

- Los atribuibles a un área de explotación se asignarán al área donde se originaron, de esta manera cada área deberá planificar la recuperación de los costos en que incurra.

- Los atribuibles al área de exploración se asignarán a las áreas de explotación. De conformidad al Reglamento General (Artículo 213), estos costos, es decir aquellos que no pueden atribuirse a ninguna área de explotación en particular, se asignarán entre las áreas de explotación en forma directamente proporcional al volumen de la producción neta trimestral de cada una de ellas, de donde la que tenga una tasa de producción mayor contribuirá más a recuperar costos comunes.

- Los atribuibles a un área de explotación devuelta al Estado, no recuperados con la producción neta, azufre y/u otras sustancias de la misma área, se asignarán a otras áreas de explotación dentro de la misma área de contrato, en forma directamente proporcional al volumen de la producción neta trimestral de cada una de ellas (Artículo 221 del Reglamento General).

En cuanto a la prioridad en que se recuperarán los costos recuperables, el Anexo Contable establece que primero se recuperarán los costos y gastos comunes a todas

las áreas de explotación, seguidamente se recuperarán los atribuibles al área de explotación.

- Costos no recuperables

No se considerarán como gastos recuperables los siguientes costos, gastos e inversiones:

- a) Las inversiones de exploración, explotación, desarrollo, operación y cualquier costo o gasto en que haya incurrido el contratista antes de la fecha de vigencia o después de la terminación de este contrato.
- b) Los costos, gastos e inversiones por adquisición, compra o arrendamiento de materiales, bienes, equipos y servicios prestados fuera de la República, cuando puedan satisfactoriamente producirse o adquirirse dentro de la misma.
- c) Los gastos por honorarios, sueldos, salarios, bonificaciones y demás prestaciones laborales pagadas a extranjeros que ejecuten funciones o trabajos que puedan ser satisfactoriamente ejecutados por guatemaltecos.
- d) Los pagos efectuados sin comprobante o registro contable alguno conforme a la ley.
- e) Todos los costos financieros y cualquier gravamen en que incurra el contratista en el financiamiento de las operaciones derivadas de este contrato, sea con anterioridad, durante o con posterioridad a la fecha de vigencia, así como los intereses y cualquier pago en concepto de financiamiento de las operaciones.
- f) Los dividendos, regalías, participación y cualquier tipo de participaciones.
- g) Los gastos generales por administración de gerencia de la casa matriz, con la excepción de los porcentajes establecidos para dichos rubros en el Anexo Contable.
- h) Los pagos efectuados al Estado en concepto de regalías, multas e impuesto sobre la renta.
- i) Los pagos por concepto de indemnización por daños y/o perjuicios causados al Estado y/o a terceras personas, por el contratista, sus contratistas de servicios petroleros, los subcontratistas de estos últimos o cualquier otra persona que les preste servicios, sea intencionalmente, por descuido o imprudencia.
- j) Cualquier costo, gasto o inversión que sea efectuado para facilidades superflúas o excesivas o que no sea razonablemente necesario para ejecutar las operaciones petroleras conforme a los programas de trabajo aprobados de que se trate.
- k) Cualquier costo de transporte incurrido después del punto de medición o, cuando sea el caso, después del punto de medición conjunto.

- l) Los costos o gastos asumidos o incurridos en la comercialización de los hidrocarburos del contratista fuera de la República.
- m) Los montos en exceso a los costos razonables en que el contratista haya incurrido conforme a los precios en el mercado nacional o internacional, según sea el caso, para toda clase de bienes, derechos reales o servicios de la misma calidad durante el mismo período.
- n) Los costos por productos, servicios y bienes obtenidos sin cotización o que se fraccionen para obviar ese requisito, cuando la misma sea requerida conforme, al Reglamento y Anexo Contable.
- ñ) Cualquier costo, gasto o inversión no atribuibles al área de contrato de que se trate.
- o) Cualquier comisión o erogación en concepto similar, pagada por el contratista, los contratistas de servicios petroleros o los subcontratistas de estos últimos, por cualquier causa.
- p) Las pérdidas de bienes y/o hidrocarburos que por cualquier causa, a excepción de aquellos bienes que el contratista compruebe que no pueden ser asegurados, tenga que pagar o reemplazar como consecuencia de carecer del seguro respectivo.
- q) Los costos y gastos derivados de la intervención de operaciones cuando ésta sea motivada por negligencia o imprudencia del contratista
- r) Las donaciones, excepto las que se hagan con aprobación escrita del Ministerio.
- s) Los gastos particulares del personal del contratista, que en enumeración limitativa se especifican a continuación: Impuesto Sobre la Renta, Impuesto del Timbre, servicio doméstico, de vigilancia, telefónico, gastos de mercado, tasa arbitrios y contribuciones municipales, energía eléctrica, colegiatura y gastos de colegio de hijos, alquiler de vehículo familiar y pago de chofer, pago de ingreso y cuotas de clubes, gastos de bar y restaurante, recepciones y similares, clases de idiomas, cubrimiento de depósito de rentas de casas, gastos de viaje de la familia al lugar de su origen, por más de una vez al año, aún cuando estén comprendidos en el contrato laboral.
- t) Los pagos de honorarios por servicios profesionales realizados por personas que no tengan la calidad de tales, cuando las leyes de la República exijan que sean prestados por personas debidamente colegiadas; y,
- u) Las primas de seguros a favor de funcionarios y demás trabajadores del contratista, cuando el beneficiario sea el contratista.

• Participación del Estado y del contratista

Los hidrocarburos compartibles constituyen la producción neta de hidrocarburos de cada área de explotación, menos los volúmenes correspondientes a las regalías y a los costos recuperables atribuibles al área de contrato.

Se establece la escala para el cálculo de la participación estatal en la producción de

hidrocarburos compartibles en cada área de explotación, en relación con el volumen de producción neta de petróleo crudo y/o condensados. (El porcentaje menor en la escala será del 30% según el Artículo 66 inciso a) de la Ley de Hidrocarburos).

La participación del contratista será en cada rango de la escala, el complemento para el cien por ciento.

Para el gas natural comerciable y/u otras sustancias, se establece el porcentaje de participación del Estado y del Contratista, en la producción compartible.

La participación del contratista en la producción de hidrocarburos compartibles y/u otras sustancias, constituye la remuneración total por sus servicios y por sus compromisos técnicos y financieros.

Cuando el Estado reciba en efectivo la regalía y/o participación estatal en la producción, puede disponer, usar, vender, comercializar y exportar los hidrocarburos y otras sustancias.

Así también, cuando se produzcan hidrocarburos de campos no declarados comerciales, se pagará, en adición a la regalía especial, una participación estatal especial con la misma escala contratada para la participación estatal en campos comerciales; y el resto será acreditado para amortizar los costos recuperables (no hay remuneración para el contratista en estas circunstancias).

El Contratista tendrá el derecho a usar el gas natural, previa autorización de la Dirección General de Hidrocarburos prioritariamente en las operaciones de explotación.

El derecho del contratista a procesar el gas natural y/u otras sustancias, de cada área de explotación, señalando las condiciones para la construcción de instalaciones de procesamiento y su capacidad, tratando de posibilitar las economías de escala, para el provecho del Estado y otros contratistas.

Todas las inversiones y los gastos de operación de una planta de procesamiento serán considerados costos recuperables y recuperados con la producción que de ella se obtenga.

- **Abastecimiento del mercado interno**

Se establece la obligación de vender al Estado, al precio de mercado (el calculado conforme a la Ley y el Reglamento General), los hidrocarburos que le corresponda retener (recuperación de costos y remuneración del contratista), en forma prorrateada con otros contratistas, para satisfacer el total del mercado interno o hasta complementar el 55% de los hidrocarburos producidos en el país, lo que sea mayor (Art. 104 del Reglamento General). El prorrateo mencionado es directamente proporcional al volumen de producción neta de cada área de contrato.

- **Calidad, cantidad y precio**

La Dirección General de Hidrocarburos tendrá la obligación de determinar la cantidad y calidad y la aprobación de los instrumentos, técnicas, procedimientos y normas a aplicar.

Fijará además el precio de mercado de los hidrocarburos adaptado al punto de medición, expresado en dólares, calculado conforme a la Ley y el Reglamento

General, se empleará para determinar:

- a) Regalías en efectivo.
- b) Participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles en efectivo.
- c) Valor de los hidrocarburos retenidos por el contratista para recuperación de costos y/o remuneración.
- d) Para las compras de hidrocarburos que haga el Estado para el mercado interno.

• Bienes

En todo momento se expresa la propiedad del Estado sobre los hidrocarburos descubiertos, la información, datos, compilaciones e interpretaciones de los mismos y de las muestras.

Así también sobre los bienes relacionados con el contrato, al terminar el mismo, en el caso de que se haya recuperado su costo con la producción neta obtenida.

El contratista tendrá el derecho a usar los bienes comprados, los cuales en todo momento estarán bajo su responsabilidad, conservación y mantenimiento.

Al contratista le queda prohibido enajenar, gravar o exportar bienes adquiridos para el contrato y cuyo costo haya sido recuperado, sin la previa autorización del Ministerio de Energía y Minas y en este caso, acreditando el ingreso a los costos recuperables.

El contratista, deberá asumir las pérdidas de bienes y su reemplazo, si éste sucede por dolo o culpa.

El Estado siempre tendrá el derecho preferente a comprar bienes propiedad del Contratista.

Sintetizando lo expuesto tanto en el capítulo I como en el presente; se puede decir que la exploración petrolera en Guatemala no ha logrado los objetivos esperados. La legislación petrolera en cierta forma no ha sido lo suficientemente buena como para hacer atractiva la inversión extranjera. Si nos concretamos en especial al Decreto Ley 109-83, éste se ha quedado corto en su objetivo, debido a diversas razones, entre las que se cuentan:

- El Estado aún a sabiendas del alto riesgo que implica una operación exploratoria se torna exigente. El modelo de contrato, es el medio por el cual se presiona a que se realice una fuerte inversión en corto tiempo, sin una expectativa de recuperación inmediata.
- La información geológica que se tiene de las potenciales áreas exploratorias, es muy pobre.
- La producción de petróleo ha sido muy limitada a la fecha debido al tipo de estructuras geológicas predominantes en el país. Esto hace desistir a muchas compañías, que se interesan únicamente por grandes descubrimientos.

CAPITULO III

EL ANEXO CONTABLE DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACION Y EXPLORACION (DEC. GUB. 435-85) Y SUS OBJETIVOS

En los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos modernos, donde hay recuperación prioritaria de costos, se incluye un anexo en el cual se dan ciertas normas contables, se establecen sistemas y procedimientos para el control de costos y gastos del contratista, así como de los ingresos que se obtengan de la explotación de los campos comerciales que se descubran, los cuales se deberán observar durante la vigencia del contrato. A dicho documento adjunto a los contratos de operaciones petroleras se le denomina "Anexo Contable".

• **Objetivos**

Los objetivos principales del Anexo Contable en los Contratos de Participación en la Producción, son los siguientes:

- a) Standarizar la fiscalización entre los distintos contratistas.
- b) Facilitar la comunicación de tipo contable entre las partes.
- c) Definir el tipo cambiario en el registro de operaciones contables.
- d) Definir el procedimiento para el establecimiento de las inversiones de explotación, desarrollo y gastos de operación.
- e) Definir el procedimiento para la distribución de la producción de hidrocarburos.

La determinación del monto de los ingresos, así como de los costos y gastos del contratista, regularmente ha sido motivo de desacuerdos en vista de, entre otros, las diferencias entre los procedimientos utilizados por las partes (Contratistas y Estado), los tipos de gastos y costos aceptados, la valoración de bienes e ingresos, el tipo de moneda a utilizarse en los cálculos, la tasa de cambio respecto a la moneda nacional, etc.

Otro problema que se le presenta a quienes tienen que verificar los costos, gastos e ingresos de los contratistas, es que por los distintos orígenes de los contratistas, son diferentes los sistemas de contabilidad, la agrupación de los costos y gastos, etc, por lo tanto los reportes que realizan son diferentes, requiriendo una mayor cantidad de tiempo para su comprensión y control.

El Anexo Contable da los principios para que, independientemente del sistema de contabilidad que utiliza la empresa, la información que proporcionen los contratistas al Ministerio de Energía y Minas tenga las mismas bases, facilitando para ambas partes la comunicación, evitando las diferencias de interpretación y concepto que regularmente surgen en la práctica.

En los Contratos de Participación en la Producción vigentes, el Anexo Contable da las bases para manejar en una sola moneda (dólares de los Estados Unidos de América) las operaciones que realiza el contratista, dejando por un lado el problema de manejar dos tipos de monedas y las tasas de cambio fluctuantes del mercado de divisas, definiendo claramente como determinar el valor de un bien o servicio en una u otra moneda.

3.1 ANALISIS PRESUPUESTAL

Los programas de Exploración y Explotación incluyen un presupuesto, es decir una proyección de los costos, gastos e inversiones contemplados por el contratista para ejecutar el programa de trabajo correspondiente, de conformidad con el contrato, siendo que el control de las inversiones de exploración, desarrollo y gastos de operación se realizan en forma previa a su ejecución, a través de los presupuestos presentados por los contratistas y después de su ejecución por medio de los reportes periódicos, en el Anexo Contable se presta especial atención a la formulación de los presupuestos, al procedimiento para su cambio y se dan indicaciones de la forma como se determinarán ciertos datos para la ejecución del presupuesto y del contenido de los informes periódicos.

3.1.1 Presentación de los Presupuestos

Tres meses antes de que dé inicio un año, el contratista presenta el presupuesto correspondiente, una estimación de los costos y gastos que tiene programado realizar, de acuerdo al programa de trabajo presentado, de manera de establecer la relación entre los trabajos por efectuar y lo que se va a gastar.

Al declararse la comercialidad de un campo petrolero, el primer Programa de Explotación se entrega dentro de los tres meses siguientes y aplica para el resto del año calendario que corre y el año calendario siguiente. Los siguientes Programas de Explotación abarcan años calendarios (no de contrato) y se presentan tres meses antes de que de inicio el año calendario correspondiente, a más tardar el 30 de septiembre de cada año.

3.1.2 Contenidos de los Presupuestos

El contenido de los presupuestos, tanto en el período de exploración como en el de explotación, cuando se están realizando ambas actividades se presentan los programas correspondientes, en forma independiente. Cada presupuesto contiene en forma separada los costos, gastos e inversiones a efectuarse en dólares o en moneda nacional, agrupados en centros de costos y renglones generales y en los subcentros de costos y renglones especificados en el Anexo Contable. Los centros de costos mínimos y códigos correspondientes, en los presupuestos de exploración y explotación son los siguientes:

PRESUPUESTO DE EXPLORACION Y O EXPLOTACION

<u>CODIGO</u>	<u>CENTRO DE COSTOS</u>
10	Costos y Gastos incurridos fuera de la República.
20	Costos y Gastos incurridos dentro de la República.
30	Inversiones de exploración.
41	Inversiones de desarrollo separadamente por cada una de las áreas de explotación.
51	Inversiones de desarrollo del sistema común.
61	Gastos de Operación, separada de cada una de las áreas de explotación.
70	Gastos de Operación del sistema común.

Los centros de costos y gastos a incurrirse fuera y dentro de la República, identificados como 10 y 20, respectivamente, tienen la misma codificación en ambos presupuestos de exploración y explotación, pues comprenden el mismo tipo de gastos.

Centro de Costos 10, Costos y Gastos incurridos fuera de la República.

Reúne los gastos provenientes de geología, geofísica, de gastos relacionados con otros estudios, además de gastos administrativos de carácter general incurridos por la Casa Matriz fuera de Guatemala.

Centro de Costos 20, Costos y Gastos incurridos dentro de la República.

Agrupar los gastos provenientes de geología, los relacionados con la compra, construcción, mantenimiento y operación de edificios, bodegas y terrenos y los gastos relacionados con otros estudios, además de los gastos administrativos de carácter general incurridos por el contratista dentro de Guatemala.

Centro de Costos 30, Inversiones de Exploración.

Incluye los gastos relacionados con la exploración (geología, geofísica, perforación de pozos, etc.) hasta que un campo está declarado comercialmente explotable, excluyendo los gastos generales administrativos, que se agrupan en los centros de Costos 10 ó 20, de acuerdo a su origen.

Centro de Costos 41, Inversiones de Desarrollo por Areas de Explotación.

Aglutina para cada área de explotación, como su nombre lo indica, las inversiones relacionadas a dicha área de explotación, con la excepción de los gastos generales administrativos y por servicio y limpieza de pozos, en razón de que éstos se incluyen en otros centros de costos. Existe la posibilidad de que el contratista cuando haya devuelto al Estado toda el área de exploración de un contrato, quiera realizar actividades de exploración dentro de una de sus áreas de explotación, caso plenamente posible tanto desde el punto de vista técnico como contractual, por lo que en este centro de costos 41, pueden incluir inversiones de exploración cuando se de el caso que el contratista solo esté en el Período de Explotación.

Centro de Costos 50, Inversiones de Desarrollo del Sistema Común.

Se agrupan en este centro de costos, los gastos relacionados a la construcción y/o ampliación de facilidades e instalaciones de explotación de hidrocarburos utilizadas en forma conjunta para dos o más áreas de explotación. Es decir que incluye terminales; líneas de flujo; logística y transporte; compra, construcción, mantenimiento y operación de edificios, bodegas y terrenos; plantas y equipos y otros estudios.

Centro de Costos 61, Gastos de Operación por cada Area de Explotación.

Agrupar este centro, los gastos provenientes del servicio, mantenimiento y limpieza de pozos; operaciones que se realizan regularmente cuando se está explotando comercialmente un campo petrolero; así mismo se incluye en este centro de costos, los gastos relativos a la capacitación de personal, escuelas, hospitales y otros pagos al Estado, y los gastos relativos a estudios que por su naturaleza no puedan incluirse en alguno de los otros centros de costos.

Centro de Costos 70, Gastos de Operación del Sistema Común.

En este centro de costos se incluyen los gastos relacionados a la operación de las facilidades e instalaciones de explotación de hidrocarburos utilizadas en forma conjunta para dos o más áreas de explotación; así mismo se incluyen los gastos relativos a la capacitación de personal, escuelas, hospitales y otros pagos al Estado, y los gastos relativos a estudios que por su naturaleza no puedan incluirse en alguno de los otros centros de costos.

La agrupación en centros de costos es general e incluye una serie de actividades que se pueden subdividir a efecto de manejarlos en una forma más simple y lógica, creando subcentros de costo que agrupan actividades comunes y específicas; sin embargo, por la naturaleza de los costos y gastos de cada centro de costos, éstos, en algunos casos, podrán contener solamente algunos de los subcentros de costos, situación que se clarifica a continuación al listarlos:

<u>CODIGO</u>	<u>SUBCENTRO DE COSTOS</u>
001	Gastos generales administrativos
101	Geología
151	Geofísica
201	Pozo exploratorio número 1
202	Pozo exploratorio número 2
203	Pozo exploratorio número 3, etc.
251	Pozo de evaluación número 1
301	Pozo de desarrollo número 1
302	Pozo de desarrollo número 2
303	Pozo de desarrollo número 3, etc.
501	Terminales
551	Líneas de Flujo
601	Logística y transporte
651	Edificios, bodegas y terrenos
701	Plantas y Equipo
751	Servicio y limpieza de pozo
801	Capacitación de personal guatemalteco, escuelas, hospitales, desarrollo de tecnología y otros pagos al Estado.
851	Otros estudios

Si se considera necesario, se pueden adicionar otros centros y subcentros de costos. Tal situación se dejó prevista expresamente en el caso más factible que es el de pozos exploratorios, de evaluación y de desarrollo cuya codificación comprende de 201 a 250, de 251 a 300 y de 301 a 500, respectivamente, de conformidad al número correlativo del tipo de pozo que se trate dando lugar a crear dichos subcentros si es el caso.

De igual forma se da para las áreas de explotación, en donde se nota que la codificación de los centros de costos no inicia con un múltiplo de 10, sino se le adiciona una unidad, así tenemos el # 41 Inversiones de Desarrollo de cada una de las Areas de Explotación.

Los centros de costos se subdividen de acuerdo al tipo de gasto que se vaya a realizar, a los cuales se les denomina grupos de gastos, que comprenden los siguientes:

Grupo 0:	Servicios Personales
Grupo 1:	Servicios No Personales
Grupo 2:	Materiales y Suministros
Grupo 3	Activos Fijos
Grupo 4	Total de Gastos Administrativos
Grupo 5	Imprevistos

Estos grupos de gasto se subdividen en renglones de gasto, conforme aparecen en la forma número 2 del Apéndice del Anexo Contable.

En el Grupo 0, estarán registrados los gastos que se realicen por servicios prestados por el personal que trabaja en relación de dependencia con el contratista; éstos se subdividen así:

011	Sueldos y Salarios
012	Sueldos Transitorios y por Contrato
013	Tiempo Extraordinario
014	Gastos de Representación
015	Prestaciones Laborales
016	Otros Renglones

En el Grupo 1, estarán registrados los gastos que se realicen por contratos firmados con contratistas de servicios petroleros en los renglones de gastos correspondiente, de acuerdo a la clase de servicios prestado servicios no personales, éste se subdivide en:

111	Geología y Geoquímica
112	Geofísica
113	Carreteras
114	Logística y transporte
115	Perforación
116	Fluidos de Perforación

117	Registros Eléctricos
118	Cementación de Pozo
119	Prueba de pozo
120	Completación de pozo
121	Reacondicionamiento de pozo
122	Otros contratos
123	Mantenimiento
124	Seguros y Fianzas
125	Otros renglones

En el Grupo 2, estarán registrados los gastos que se realicen por compras de materiales y suministros y se subdivide en:

211	Gastos de Alimentación
212	Vestuario para trabajadores de campo
213	Productos Metálicos
214	Productos No Metálicos
215	Productos Químicos
216	Productos Medicinales y Farmacéuticos
217	Combustibles y Lubricantes
218	Menaje de Casa
219	Otros Renglones

En el Grupo 3, estarán registrados los gastos que se realicen por compras de activos fijos y se subdivide en:

311	Maquinaria y equipo de Explorac. y Prod.
312	Equipo de Almacenaje y Distribución
313	Maquinaria y Equipo Usado

314	Equipo Medico-quirúrgico
315	Equipo de Ingeniería
316	Equipo de Laboratorio
317	Equipo de Transporte
318	Equipo de Computación
319	Terrenos y Edificios
320	Otros

En el Grupo 4, se utilizará únicamente para presentar el presupuesto del centro de costos 10 y subcentro de costos 001.

EJEMPLO

Informe de Ejecución Presupuestaria de un Contrato de Exploración

A vista de ejemplo se presenta a continuación un informe de ejecución presupuestaria de un contrato de exploración.

INFORME DE EJECUCION PRESUPUESTARIA
(Resumen de Costos Recuperables)
MES
MARZO 1991

PROGRAMA DE EXPLORACION

QUINTALES - QUET. CONV. A US\$ U.S. DOLARES TOTAL US\$
TASA E.04738
ACUM. AL 31/03/91 TOTAL US\$

88,669.00	50,609.20	11,063.34	39,546.86	199,602.98	199,602.98
7,323.65	5,656.86	0.00	5,656.86	28,552.25	28,552.25
2,006.61	1,429.61	675.00	754.61	3,808.81	3,808.81
62,476.40	31,838.27	13,741.35	18,096.92	91,342.02	91,342.02
14,769.96	5,243.01	0.00	5,243.01	26,463.47	26,463.47
19,870.92	9,965.94	0.00	9,965.94	50,301.87	50,301.87
244,175.02	5,329.45	0.00	5,329.45	26,899.76	26,899.76
15,164.16	3,337.74	0.00	3,337.74	16,846.84	16,846.84
454,455.62	113,410.06	25,479.69	87,930.37	443,818.00	443,818.00
18,178.22	4,536.40	4,536.40			
472,630.84	117,946.46	30,016.09	87,930.37	443,818.00	443,818.00

0-001	Costos Generales Administrativos	
	SUB-TOTAL	443,818.00
0-801	Otros Estudios (Estudios Ambientales)	
0-801	Capacitación, Obras Sociales y Otros	
0-631	Edificios, Bodegas y Terrenos	
0-601	Logística y Transporte	
0-201	Peso Prueba 1-A	
0-151	Geología	
0-101	Geología	
0-001	Costos Generales Administrativos	199,602.98
	TOTAL	443,818.00

El Instructivo Punto Contador, registrado en la Dirección General de Rentas Internas bajo el No. 00,000, Certifica: Que el monto a que ascienden los Costos Gastos e Inversiones recuperables, correspondientes al mes de Marzo de 1991, es de CIENTO DIECISIETE MIL NOVECIENTOS CUARENTA Y SEIS U. S. DOLARES CON 46/100 (U. S. \$ 117,946.46).

Guatemala, nueve de abril de mil novecientos noventa y uno.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

CIA EXPLORADORA DE HIDROCARBUOS
CONTRATO AZ-90

(Cuadro No. 3)

INFORME DE EJECUCION PRESUPUESTARIA
(Resumen de Costos Recuperables)

MES

MARZO 1991

PROGRAMA DE EXPLORACION

CODIGO		PRESUPUESTO	CAMBIOS	PRESUPUESTO	EJECUTADO	ACUMULADO
		PRESENTADO	TRANSFERENCIAS	ACTUALIZADO	AL	AVANCE SOBRE
		U.S. DOLARES	U. S. DOLARES	U. S. DOLARES	31/03/91	PRESUPUESTO
20-001	Gastos Generales Administrativos	677,684.00	0.00	677,684.00	88,669.00	0.13
80-101	Geología	122,761.00	0.00	122,761.00	7,323.65	0.06
30-151	Geofísica	0.00	0.00	0.00	2,006.51	0.00
30-201	Pozo Prueba 1-A	3,120,545.00	0.00	3,120,545.00	62,476.40	0.02
30-601	Logística y Transporte	139,190.00	0.00	139,190.00	14,769.96	0.11
80-651	Edificios, Bodegas y Terrenos	216,941.00	0.00	216,941.00	19,870.92	0.09
80-801	Capacitación, Obras Sociales y Otros	415,843.00	0.00	415,843.00	244,175.02	0.59
30-851	Otros Estudios (Estudios Ambientales)	321,295.00	0.00	321,295.00	15,164.16	0.05
	SUB-TOTAL	5,014,259.00	0.00	5,014,259.00	454,455.62	0.09
10-001	Gastos Generales Administrativos	200,428.00	0.00	200,428.00	18,178.22	0.09
	TOTAL	5,214,687.00	0.00	5,214,687.00	472,633.84	0.09

INFORME DE EJECUCION PRESUPUESTARIA
 (Resumen de Costos Recuperables)

MES

MARZO 1991

CALCULO DE GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS FUERA DE LA REPUBLICA (EN U. S. \$)

1)	COSTOS RECUPERABLES	U. S. DOLARES
	Enero	163,701.86
	Febrero	177,343.69
	Marzo	113,410.07
	Abril	
	Mayo	
	Junio	
	Julio	
	Agosto	
	Septiembre	
	Octubre	
	Noviembre	
	Diciembre	
		454,455.62
2)	CALCULO	
	4% SOBRE	18,178.22
	Cargo de Enero-Febrero-Marzo 1991	18,178.22
	Menos: Cargo Enero - Febrero 1991	13,641.82
	Cargo Marzo 1991	4,536.40

CIA. EXPLORADORA DE HIDROCARBUROS
CONTRATO: AZ-99

(Cuadro No. 6)

PROGRAMA DE EXPLORACION

MES

MARZO 1991

CENTRO 20 Costos y Gastos en la República
SUBCENTRO 001 Gastos Generales Administrativos

CUENTAS		QUETZALES	QUET. CONVA US\$	U. S. DOLARES	TOTAL US\$	TOTAL US\$
			TASA 5.04758			ACUM AL 31/03/91
0	SERVICIOS PERSONALES					
011	Sueldos y Salarios	73,437.69	14,549.67		14,549.67	14,549.67
012	Sueldos Transitorios y por Contrato					
013	Tiempo Extraordinario					
014	Gastos de Representación	2,799.71	554.69		554.69	1,825.55
015	Prestaciones Laborales	8,382.24	1,660.71		1,660.71	3,367.09
016	Otros Renglones	-361.47	-71.62	10,138.81	10,067.19	30,802.16
1	SERVICIOS NO PERSONALES					
113	Geofísica					
114	Logística y Transporte	8,320.83	1,648.54		1,648.54	2,300.15
122	Otros Contratos	64,474.00	12,773.76		12,773.76	21,459.69
123	Mantenimiento	8,157.64	1,616.21		1,616.21	2,731.83
124	Seguros y Fianzas	4,550.88	923.43		923.43	1,404.25
125	Otros Renglones	4,862.43	963.36	924.53	1,887.89	3,011.22
2	MATERIALES Y SUMINISTROS					
211	Gastos de Alimentación					
212	Vestuarios Trabajadores de Campo					
213	Productos Metálicos					
214	Productos Medicinales y Farmacéuticos					
217	Combustibles y Lubricantes	70.10	13.89		13.89	40.78
218	Menaje de Casa	400.00	79.25		79.25	79.25
219	Otros Renglones	11,266.39	2,232.13		2,232.13	4,495.52
3	ACTIVOS FIJOS					
314	Equipo Médico Quirúrgico					
316	Equipo de Ingeniería					
317	Equipo de Transporte					
318	Equipo de Computación					
320	Otros	13,132.54	2,601.85		2,601.85	2,601.85
	TOTAL	199,602.98	39,545.86	11,063.34	50,609.20	88,569.00

CIA EXPLORADORA DE HIDROCARBUROS
CONTRATO AZ-90

(Cuadro No. 7)

PROGRAMA DE EXPLORACION

MES

MARZO 1991

CENTRO 30 Inversiones de Exploración
SUBCENTRO 10 Geología

Cuentas	QUETZALES	QUET. CONV A US \$ TASA 5.04738	U. S. DOLARES	TOTAL US \$	TOTAL US \$
					ACUM AL 31/03/91
0 SERVICIOS PERSONALES					
011 Sueldos y Salarios					
012 Sueldos Transitorios y por Contrato					
013 Tiempo Extraordinario					
014 Gastos de Representación					
015 Prestaciones Laborales	1,510.00	299.17		299.17	330.61
016 Otros Renglones	9,329.19	1,848.32		1,848.32	1,848.32
1 SERVICIOS NO PERSONALES					
112 Geofísica					
114 Logística y Transporte	1,055.00	209.02		209.02	407.75
122 Otros Contratos					
123 Mantenimiento	7.48	1.48		1.48	1.48
124 Seguros y Fianzas					
125 Otros Renglones	11,598.93	2,298.01		2,298.01	3,686.83
2 MATERIALES Y SUMINISTROS					
211 Gastos de Alimentación	2,915.29	577.58		577.58	577.58
212 Vestuarios Trabajadores de Campo					
213 Productos Metálicos					
216 Productos Medicinales y Farmacéuticos					
217 Combustibles y Lubricantes	1,611.61	319.30		319.30	367.11
218 Menaje de Casa					
219 Otros Renglones	524.75	103.96		103.96	103.96
3 ACTIVOS FIJOS					
314 Equipo Médico Quirúrgico					
316 Equipo de Ingeniería					
317 Equipo de Transporte					
318 Equipo de Computación					
320 Otros					
TOTAL	28,532.25	5,656.85	0.00	5,656.85	7,323.65

CIA. EXPLORADORA DE HIDROCARBUROS.
CONTRATO AL-99

(Cuadro No. 9)

PROBADA DE EXPLORACION

MES

MARZO 1991

CENTRO 30 Centro y Casos en la Republica
SUBCENTRO 201 Peto Pamba 1-A

CUENTAS	QUETZALES	QUET. CONV. A US \$	TASA CONV. US \$	U.S. DOLARES	TOTAL US \$	TOTAL US \$
					ACUM. AL 31/03/91	
0	BENEFICIOS PERSONALES					
01	Salud y Salarios					
012	Sueldos Transitorios y por Contrato					
013	Tiempo Extraordinario					
014	Cargas de Representación	32,078.34	6.355.44	12,404.32	6,355.44	6,691.79
015	Prestaciones Laborales	48,683.26	9,645.32		22,049.64	41,709.21
016	Otros Rendones					
1	SERVICIOS NO PERSONALES					
112	Coeficia					
114	Logística y Transporte	980.89	191.99		191.99	807.01
121	Otros Contratos					
123	Mantenimiento					
124	Seguros y Fianzas					
125	Otros Rendones	8,836.35	1,750.68	1,337.00	3,087.71	12,452.05
3	MATERIALES Y SUMINISTROS					
211	Cargas de Alimentación					
212	Versturos Trabajadores de Campo					
213	Productos Metálicos					
216	Productos Metálicos y Farmaceuticos					
217	Combustibles y Lubrificantes	128.04	25.97		25.97	25.97
218	Mueble de Casa					
219	Otros Rendones	647.02	128.19		128.19	128.19
3	ACTIVOS FIJOS					
314	Equipo Médico Quirúrgico					
316	Equipo de Ingeniería					
317	Equipo de Transporte					
318	Equipo de Computación					
320	Otros					
	TOTAL	91,342.07	18,096.97	13,741.35	31,538.27	62,476.40

CIA. EXPLODORA DE HIDROCARBUROS
CONTRATO 42-90

PROGRAMA DE EXPLORACION

CENTRO
SUBCENTRO

301 Costos y Gastos en la Republica
601 Logística y Transporte

MRS
(Cuadro No. 10)

MARZO 1991

CUENTAS

CUENTAS	QUÉTTALES	QUÉTT. CONV. A US \$	U. S. DOLARES	TOTAL US \$	TOTAL US \$	TASA DE CAMBIO	ACUM. AL 31/03/91
0 SERVICIOS PERSONALES							
011 Saludos y Salarios	14,450.00	2,862.87	2,862.87	2,862.87	2,862.87		2,862.87
012 Saludos Transitorios y por Contrato							
013 Tiempo Extraordinario							
014 Gastos de Representación							
015 Prestaciones Laborales	806.20	169.53	169.53	-1,271.95	169.53		412.90
016 Otros Regímenes	-6,420.00	-1,271.95	-1,271.95		-1,271.95		-56.66
1 SERVICIOS NO PERSONALES							
112 Coeficiente							
114 Logística y Transporte	20.56	4.07	4.07		4.07		47.53
123 Otros Contratos	1,426.06	282.32	282.32		282.32		504.71
124 Mantenimiento	11,654.16	2,308.95	2,308.95		2,308.95		3,196.60
124 Seguros y Fianzas	2,407.00	476.88	476.88		476.88		993.44
125 Otros Regímenes	100.00	19.81	19.81		19.81		4,236.00
2 MATERIALES Y SUMINISTROS							
211 Gastos de Alimentación	13.80	2.67	2.67		2.67		2.67
212 Vestuario Trabajadores de Campo							
213 Productos Metálicos							
216 Productos Médicos y Farmacéuticos							
217 Combustibles y Lubricantes	2,007.81	397.79	397.79		397.79		1,093.70
218 Muebles de Casa							
219 Otros Regímenes	0.24	0.05	0.05		0.05		360.67
3 ACTIVOS FIJOS							
314 Equipos Médicos Quirúrgicos							
316 Equipos de Ingeniería							
317 Equipo de Transporte							
318 Equipo de Computación							
320 Otros							
TOTAL	26,463.47	5,243.01	0.00	5,243.01	5,243.01		14,769.96

SHELL EXPLORADORA Y PRODUCTORA DE GUATEMALA, S. A.		Cuenta No. 111		MARZO 1991		
PROGRAMA DE EXPLORACION		MES		TOTAL US\$		
CENTRO: 90 Costos y Gastos en la Republica		SUBCENTRO: 65 Edificios, Bodegas y Terrenos		TOTAL US\$		
CUENTAS	QUETZALES	QUET. CONV. A US\$	TASA 5.04758	U. S. DOLARES	TOTAL US\$	ACUM. AL 31/03/91
1 SERVICIOS PERSONALES						
01 Sueldos y Salarios	23,690.00		4,691.54		4,691.54	4,691.54
012 Sueldos Transitorios y por Contrato						
013 Tiempo Extraordinario						
014 Clases de Representación	1,076.40		213.26		213.26	575.92
015 Prestaciones Laborales						
016 Otros Regímenes	-10,225.00		-2,025.90		-2,025.90	-90.53
2 SERVICIOS NO PERSONALES						
11 Geofisica						
114 Logística y Transporte	129.00		25.56		25.56	25.56
12 Otros Contratos	32,646.86		6,468.48		6,468.48	10,504.83
125 Mantenimiento	6,377.10		1,259.69		1,259.69	1,689.69
124 Seguros y Fianzas						
126 Otros Regímenes	5,571.00		1,103.74		1,103.74	1,809.83
3 MATERIALES Y SUMINISTROS						
21 Gastos de Alimentación	11,069.75		2,193.17		2,193.17	3,613.68
212 Vestuario Trabajadores de Campo						
213 Productos Metálicos						
216 Productos Medicinales y Farmacéuticos	580.37		114.98		114.98	275.64
217 Combustibles y Lubricantes						
218 Menaje de Casa	27,116.47		5,372.39		5,372.39	6,856.43
219 Otros Regímenes						
4 ACTIVOS FIJOS						
314 Equipo Médico Quirúrgico						
316 Equipo de Ingeniería						
317 Equipo de Transporte						
318 Equipo de Computación						
320 Otros	-49,722.08		-9,851.07		-9,851.07	-9,851.07
TOTAL	50,301.87		9,965.94	0.00	9,965.94	19,870.92

PROGRAMA DE EXPLORACION

MES

MARZO 1991

CENTRO 30 Costos y Gastos en la República
SUBCENTRO 801 Capacitación, Obras Sociales y Otros

CUENTAS

	QUETZALES	QUET. CONV A US \$	U. S. DOLARES	TOTAL US \$	TOTAL US \$
		TASA 5.04738			ACUM AL 31/03/91
0 SERVICIOS PERSONALES					
011 Sueldos y Salarios					
012 Sueldos Transitorios y por Contrato					
013 Tiempo Extraordinario					
014 Gastos de Representación					
015 Prestaciones Laborales					
016 Otros Renglones					
1 SERVICIOS NO PERSONALES					
112 Geofísica					
114 Logística y Transporte		-89.72	-17.78	-17.78	472.37
122 Otros Contratos	3,600.00	713.24		713.24	1,564.95
123 Mantenimiento					
124 Seguros y Fianzas					
125 Otros Renglones	604.94	119.85		119.85	237,419.53
3 MATERIALES Y SUMINISTROS					
211 Gastos de Alimentación	553.66	109.73		109.73	109.73
212 Vestuarios Trabajadores de Campo					
213 Productos Metálicos					
216 Productos Medicinales y Farmacéuticos					
217 Combustibles y Lubricantes	441.13	87.40		87.40	287.69
218 Menaje de Casa					
219 Otros Renglones	21,789.55	4,317.00		4,317.00	4,320.74
4 ACTIVOS FIJOS					
214 Equipo Médico Quirúrgico					
319 Equipo de Ingeniería					
017 Equipo de Transporte					
318 Equipo de Computación					
320 Otros					
TOTAL	26,899.76	5,329.45	0.00	5,329.45	244,175.02

CIA. EXPLORADORA DE HIDROCARBUROS
CONTRATO AZ-90

(Cuadro No. 13)

PROGRAMA DE EXPLORACION

MES

MARZO 1991

CENTRO 30 Costos y Gastos en la República
SUBCENTRO 851 Otros Estudios (Estudios Ambientales)

CUENTAS	QUETZALES	QUET. CONV A US \$	U. S. DOLARES	TOTAL US \$	TOTAL US \$
		TASA 6.04738			ACUM AL 31/03/91
0	SERVICIOS PERSONALES				
011	Sueldos y Salarios				
012	Sueldos Transitorios y por Contrato				
013	Tiempo Extraordinario				
014	Gastos de Representación				
015	1,780.00	352.66		352.66	359.51
016	9,080.85	1,799.12		1,799.12	4,164.03
1	SERVICIOS NO PERSONALES				
112	Geofísica				
114	1,050.00	208.03		208.03	405.19
122	Otros Contratos				
123	Mantenimiento				
124	Seguros y Fianzas				
125	3,363.79	666.44		666.44	778.79
2	MATERIALES Y SUMINISTROS				
211	Gastos de Alimentación				
219	Vestuarios Trabajadores de Campo				
223	Productos Metálicos				
215	Productos Medicinales y Farmacéuticos				
217	Combustibles y Lubricantes				
218	Menaje de Casa				
219	1,572.20	311.49		311.49	311.49
3	ACTIVOS FIJOS				
314	Equipo Médico Quirúrgico				
316	Equipo de Ingeniería				
317	Equipo de Transporte				
318	Equipo de Computación				
920	Otros				
					7,730.50
TOTAL	16,846.84	3,337.74	0.00	3,337.74	15,164.16

3.1.3 Aprobación de Presupuestos

Los programas de exploración y/o de explotación se presentan a la Dirección General de Hidrocarburos tres meses antes del inicio de su ejecución, con excepción del primer programa, por lo que teóricamente, 20 días antes de que se inicie su ejecución, debería obtenerse la correspondiente aprobación.

Entregado un programa de exploración o de explotación a la Dirección General de Hidrocarburos ésta tiene 45 días, de acuerdo al Reglamento General (artículo 97 y 105, respectivamente), para emitir un informe, preparado en forma conjunta con el Departamento de Auditoría, en el cual se expresa la opinión sobre lo presentado por el contratista, remitiéndole al Ministerio de Energía y Minas, con copia a la Comisión Nacional Petrolera, para que el Ministerio de Energía y Minas en los 25 días siguientes lo conozca y apruebe si es el caso, tomando en consideración la opinión de la Dirección General de Hidrocarburos y de la Comisión Nacional Petrolera.

La aprobación de un programa de exploración o de explotación se realiza por partes, primero se conoce el programa de trabajo, es decir los trabajos que se van a realizar y una vez aprobado, total o parcialmente, se entra a conocer el presupuesto correspondiente; conforme al Reglamento General (Artículo 110). El programa de trabajo de exploración o de explotación podrá ser desaprobado total o parcialmente únicamente cuando:

- a) No se ajusta a los trabajos comprometidos conforme a la Ley, los reglamentos, el contrato respectivo y en su caso, el programa de desarrollo.
- b) Los trabajos no sean necesarios o se consideren excesivos para la eficaz ejecución de las operaciones petroleras derivadas del contrato de que se trate.
- c) Los trabajos puedan resultar en operaciones innecesariamente costosas.
- d) No se acompañe la documentación necesaria que fundamente o justifique el programa de trabajo.

Por su parte, el presupuesto podrá ser desaprobado total o parcialmente, independientemente del programa de trabajo correspondiente, únicamente cuando los costos recuperables presupuestados incluyan costos no considerados como tales o que el presupuesto no esté presentado de conformidad, con el Reglamento General y el Anexo Contable.

Resumiendo, teóricamente diremos que el Ministerio de Energía y Minas, previa opinión de la Dirección General de Hidrocarburos (45 días para emitirla) y la Comisión Nacional Petrolera, aprobará, total o parcialmente, cada programa de exploración y/o explotación, dentro de los 70 días calendario siguientes a la fecha de su presentación. Anteriormente se dijo que teóricamente, ya que en la práctica estas fechas no se cumplen a cabalidad por parte del Ministerio de Energía y Minas, pues se han dado casos que después de 6 meses de iniciadas las actividades de exploración o de explotación se aprueba el programa.

3.1.4 Modificación al Presupuesto

A solicitud del contratista, el presupuesto ya aprobado puede sufrir cambios o revisiones, solicitándolo a la Dirección General de Hidrocarburos, en los casos siguientes:

- a) Por cambios o ampliaciones al programa de trabajo.
- b) Por casos de emergencia.
- c) Por preverse razonadamente que el renglón especial de imprevistos será insuficiente para cubrir los excedentes, durante la ejecución del programa de trabajo aprobado.

Cualquier cambio o revisión de un presupuesto de un programa de exploración y/o explotación, a efecto de ser aprobado, seguirá el procedimiento de aprobación de un programa normal.

3.1.5 Gastos Generales Administrativos

El Anexo Contable, para efecto de control y reconocimiento de los gastos generales administrativos y de gerencia en que incurra un contratista, los divide en dos:

- a) Los incurridos dentro de Guatemala:

Según el Anexo Contable (numeral 6.3.1) se determinarán a través de un estudio, que se aplicará a los presupuestos siguientes que presente el contratista. Dicho procedimiento lo podrá proponer el contratista y será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, existiendo la posibilidad de que se revise periódicamente a solicitud de cualquiera de las partes.

Estos gastos corresponden al Centro de Costos 20 (Costos y Gastos incurridos en la República) y a Subcentro de Costos 001, denominada "Gastos Generales Administrativos", subcentro que también pueden existir en el centro de costos 10 (Costos y gastos incurridos fuera de la República).

- b) Los incurridos en el extranjero por la casa matriz.

Los gastos generales administrativos y de gerencia incurridos en el exterior por la casa matriz del contratista, los reconoce el Contrato de Participación en la Producción, como un porcentaje de la totalidad de costos recuperables aprobados de cada presupuesto.

El porcentaje es variable y depende del monto del presupuesto de la manera siguiente:

Monto de Presupuesto (Costos Recuperables)	Gastos Generales A. %
Hasta US\$ 5,000,000.00	4
De 5,000,000.00 hasta 10,000,000.00	3
De 10,000,000.00 hasta 15,000,000.00	2
Más de 15,000,000.00	1

Ejemplo:

Si en un Programa de Exploración, los costos recuperables del presupuesto correspondiente ascienden a 17 millones de U.S. dólares, los gastos generales administrativos en que incurra la casa matriz podrán ser catalogados como recuperables hasta en U.S.\$ 500,000, monto obtenido de la forma siguiente:

	US\$
- por los primeros 5 MM US\$ (4%)	200,000.00
- por los siguientes 5 MM US\$ (3%)	150,000.00
- por los siguientes 5 MM US\$ (2%)	100,000.00
- por los últimos 2 MM US\$ (1%)	20,000.00
Total de Gastos Administrativos	470,000.00

Estos gastos estarán codificados en el presupuesto como 10001, conjuntamente con otros gastos que realice el contratista en el extranjero por concepto de estudios, análisis de laboratorio u otros trabajos, atribuibles al área de contrato.

3.1.6 Ejecución de Presupuestos

El Anexo Contable norma la ejecución de los presupuestos de la manera siguiente:

a) Ahorros:

Cuando el contratista no gaste el total de fondos asignados a cualquier renglón en el presupuesto en algún subcentro de costos (por ejemplo: Geología, pozo exploratorio número 1, etc.) después de haber completado el programa de trabajo, podrá transferirse este "Ahorro" bien sea al renglón especial de imprevistos, o bien podrá asignarlos directamente a otros subcentros de costos del mismo centro de costos (por ejemplo: inversiones de exploración, inversiones de desarrollo del Area de Explotación "A", Gastos de Operación del Sistema Común, etc.). Para los efectos del control de la ejecución presupuestaria, el contratista informará al Ministerio de

Energía y Minas, dentro del mes siguiente a que se llevó a cabo dicha operación, utilizando para tal efecto, la forma que sirviera de base para la presentación del presupuesto, es decir la que aparece con el número 2 en el Apéndice del Anexo Contable.

b) Transferencias:

No se pueden hacer transferencias entre centros de costos, ni entre subcentros de costos de un mismo centro de costos, a menos que se justifiquen plenamente ante el Ministerio de Energía y Minas o bien en los casos siguientes:

- Transferencias del renglón especial de imprevistos a cualquier subcentro de costos,
- Por cambios o revisiones del presupuesto; y,
- Transferencias por "ahorros" en el presupuesto.

c) Valorización de activos fijos y materiales

En los numerales 6.5 y 6.6 del Anexo Contable, se establecen normas sobre la valorización de entrada (adquisición o traslado) y de salida (renta o traslado) de activos fijos y materiales que se consideren como gastos recuperables para los efectos del contrato.

Cuando los activos fijos y materiales son nuevos, no hay ningún problema en cuanto a su valorización, pues su valor es el de factura. Sin embargo, en el caso de que estén usados dichos activos fijos y materiales, si no hay normas expresas de como valorizarlos, se traducen, algunas veces, en motivo de diferencia o discrepancia, en que se utilicen diferentes métodos de valorización en distintas oportunidades, dependiendo de la experiencia y criterios de las personas involucradas.

De esta manera los activos fijos y materiales que no sean nuevos, es decir usados, se valorizan, de acuerdo al Anexo Contable, así:

- Usados en buen estado, en un 75% de su valor aprobado como recuperable (venta o traslado).
- Usados en condiciones de uso con algunas reparaciones o mejoras, en un 50% de su valor de factura original (adquisición) o de su valor aprobado como costo recuperable (venta o traslado).
- En el caso de chatarra o desperdicios se valorizarán a su valor de desecho, previo acuerdo entre el Contratista y el Ministerio de Energía y Minas.

La valorización que se señala por parte del Ministerio de Energía y Minas no es realista, pues discrepa con el valor real de mercado que los bienes pueden tener al momento de su negociación.

3.2 CONTROL Y VERIFICACION DE COSTOS

El Ministerio de Energía y Minas, por intermedio de la Dirección General de Hidrocarburos y el Departamento de Auditoría, realizan el control de los costos y gastos que efectúa un contratista, a través de los informes mensuales y trimestrales, los cuales se revisan, analizan y evalúan con respecto al presupuesto aprobado y a la parte del programa de trabajo realizado.

Dichos informes se presentan de acuerdo con circulares que para el efecto emitió la Dirección General de Hidrocarburos, los cuales en la parte presupuestaria contienen como mínimo, lo siguiente:

- a) El presupuesto aprobado.
- b) Los cambios efectuados.
- c) El presupuesto actualizado.
- d) El total de costos, gastos e inversiones ejecutadas en el mes, especificando el tipo de moneda. Lo ejecutado en moneda nacional se convierte a U.S. dólares, según la tasa de convertibilidad aplicable.
- e) Costos acumulados de meses anteriores en el año, expresados en U.S. dólares
- f) Estimación del porcentaje de avance físico del programa de ejecución presupuestaria.

3.3 PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACION DE LA PARTICIPACION ESTATAL Y REMUNERACION DEL CONTRATISTA

3.3.1 Participación Estatal

La participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, de acuerdo al Reglamento General, se determinará en forma separada, para cada una de las áreas de explotación, en base al promedio con los porcentajes que para el efecto fueron establecidos en cada contrato de participación en la producción, individualmente para el petróleo crudo, gas de boca de pozo, gas natural comerciable y condensados.

3.3.2 Asignación de Costos Recuperables

Los costos recuperables atribuibles al área de contrato, se asignan a las áreas de explotación vigentes, conforme a lo siguiente:

- a) Los atribuibles a un área de exploración y cualquier otro gasto de carácter general aplicable a la misma área de contrato considerado como costo recuperable, como por ejemplo un sistema común, se asignarán entre las áreas

de explotación, en forma proporcional al volumen de la producción neta trimestral de cada área de explotación.

- b) Los atribuibles a un área de explotación se asignarán al área donde tuvieron su origen.

Cuando en un trimestre, los costos recuperables antes mencionados no puedan recuperarse con la producción neta de la misma área, se asignarán a otras áreas de explotación dentro de la misma área de contrato, en forma directamente proporcional al volumen de la producción neta trimestral de cada área de explotación.

Los costos recuperables atribuibles a un área de explotación devuelta al Estado no recuperados con la producción neta de la misma área, se asignarán a otras áreas de explotación dentro de la misma área de contrato, en forma directamente proporcional al volumen de la producción neta trimestral de cada área de explotación.

3.3.3 Registros

De manera de poder repartirse la producción neta, cada mes, tanto el contratista como el Ministerio de Energía y Minas, necesitan saber una serie de datos sobre costos acumulados y del mes que se está reportando.

El Anexo Contable requiere que el contratista lleve un control claro de los costos recuperables, discriminados por tipo de actividad; producción y regalías pagadas al Estado, así:

- a) Una cuenta común, que registra el total de costos a recuperar de las actividades de explotación y de cualquier otro gasto de carácter general, no atribuible directamente a un área de explotación específica, concentrados en los centros de costos 10, 20, 30, 50 y 70.
- b) Una cuenta individual por cada una de las áreas de explotación, a recuperar en cada uno de los centros de costos 41 y 61, 42 y 62, etc.
- c) Una cuenta que registra el valor de la producción neta correspondiente a cada área de explotación
- d) Una cuenta que registra las regalías pagadas por cada área de explotación.
- e) Los costos recuperables acumulados hasta el mes previo al que se está registrando.
- f) Los costos que hayan sido recuperados hasta ese mes previo al que se está registrando, es decir los costos recuperables acumulados.
- g) Los costos recuperables incurridos en el mes que se está registrando y,
- h) El saldo de costos a recuperar hasta el mes que se está registrando.

3.3.4 Procedimiento

Para la recuperación de los costos en un área de explotación se procederá de la manera siguiente:

- a) Primero se recuperarán los costos y gastos comunes a todas las áreas de explotación, es decir los que aparecerán registrados en la cuenta común, que registra el total de costos a recuperar de las actividades de explotación y de cualquier otro gasto de carácter general, no atribuible directamente a un área de explotación específica, concentrándose en los centros de costos 10, 20, 30, 50 y 70; si quedan fondos disponibles, se procede como se indica en el inciso siguiente:
- b) Segundo se recuperarán los costos y gastos individuales del área de explotación de la que provenga la producción de hidrocarburos; si aún quedara un remanente, se procede como se indica en el inciso siguiente:
- c) El saldo remanente constituirá los hidrocarburos compartibles que se distribuirán de acuerdo a los porcentajes establecidos en el contrato.

3.3.5 Procedimiento que contiene el Anexo Contable acerca de la distribución efectuada mensualmente

El procedimiento que se seguirá mensualmente para la determinación provisional de los costos recuperables correspondientes a la cuenta común que podrán ser recuperados con la producción neta del mes, consiste en lo siguiente:

- a) Se establece por área de explotación, el monto en US\$ disponible para recuperación de costos, es decir que el valor de la producción neta, hay que restarle lo correspondiente a las regalías. Como se vió antes, se llevan cuentas de control específicas, por área de explotación, tanto de la producción neta como de las regalías pagadas.
- b) Se determina el total de US\$ disponibles para recuperación de costos que se tiene de todas las áreas de explotación del área de contrato.
- c) El menor de los montos, entre lo disponible para recuperación de costos del área de contrato (inciso b. anterior) y el saldo del total de costos y gastos a recuperar de la cuenta común, será lo que se podrá recuperar de los costos y gastos comunes en el mes que se esté computando.
- d) Se establece el factor de asignación de los costos y gastos comunes por área de explotación, dividiendo la producción neta por área de explotación entre la producción neta total del área de contrato.
- e) Los costos y gastos comunes a recuperar por área de explotación se obtienen multiplicando el factor de asignación (inciso d. anterior) por el monto de costos que se podrá recuperar en el mes (inciso c. anterior).

3.3.6 Recuperación de Costos y Gastos Individuales

El procedimiento que se seguirá mensualmente para la determinación provisional de los costos recuperables correspondientes a cada cuenta individual, es decir para cada área de explotación, que podrán ser recuperadas con su producción neta del mes, consiste en lo siguiente:

Si el saldo entre la disponibilidad para recuperación de costos menos los costos y gastos comunes que se recuperarán de la misma área de explotación, previamente determinado, es negativo o cero, no habrá recuperación de costos de la cuenta individual; si el saldo es positivo, este medio constituirá la disponibilidad para la recuperación de costos de la cuenta individual y se continuarán aplicando las instrucciones siguientes:

Se compara el saldo de disponibilidad para recuperación de costos de la cuenta individual con el saldo de costos a recuperar de la misma cuenta. El monto de la cuenta individual que se podrá recuperar será el saldo total y si la disponibilidad no es suficiente para recuperarlo, obviamente solo se recuperará la disponibilidad y el monto restante quedará pendiente de recuperar para el siguiente mes.

3.4 DETERMINACION DE LOS HIDROCARBUROS COMPARTIBLES

El procedimiento que se seguirá mensualmente para la determinación provisional de los hidrocarburos compartibles en cada una de las áreas de explotación, consiste en lo siguiente:

- a) Deducir del valor de la producción neta del área de explotación el valor de las regalías respectivas;
- b) Al resultado del inciso a. anterior, restarle el monto de los costos y gastos individuales que se podrán recuperar.

Si el valor resultante al final de efectuar las dos restas anteriores es negativo o cero, no habrá hidrocarburos compartibles; y si el valor resulta positivo, al mismo se aplicarán los porcentajes establecidos en el contrato para la determinación de la participación del Estado y la remuneración del contratista.

Como se mencionó antes, el procedimiento anteriormente descrito se realiza provisionalmente al final de cada mes calendario y al final de cada trimestre se establecerá si alguna de las siguientes cuentas: Común, Individual, Valor de la Producción o de Regalías, necesita algún ajuste y si lo hubiere, se hará el mismo antes de proceder a la determinación de los hidrocarburos compartibles.

A efectos de la determinación de la participación estatal y la remuneración del contratista en la producción de hidrocarburos compartibles (petróleo crudo y/o condensados) y de manera de facilitar los cálculos primero se determina cual es el porcentaje que le corresponde a ambas partes, y segundo, dicho porcentaje se multiplica por los hidrocarburos compartibles.

Para comprender mejor el procedimiento será preciso seguir el desarrollo del ejemplo, a continuación expuesto.

EJEMPLO

Determinación de la Participación Estatal y la Remuneración del Contratista

Se quiere establecer cual será la participación estatal y la remuneración del contratista, en cada una de las áreas de explotación. Para ello se cuenta con la información siguiente:

Durante el mes de Octubre de 1990, se obtienen los resultados siguientes:

	<u>Áreas de Explotación</u>		
	<u>Total</u>	<u>X</u>	<u>Z</u>
• Producción Promedio (Bbls/día)	46,000	7,000	39,000
• Petróleo crudo compartible (US\$)	1,840,000.00	280,000.00	1,560,000.00

La escala acordada, de la distribución de petróleo crudo y/o condensados compartibles, para cada área de explotación, es la que sigue:

<u>Producción Neta (P)</u> <u>(Bbls/día)</u>	<u>Estado</u> <u>(%)</u>	<u>Contratista</u> <u>(%)</u>
1 - 5000	30	70
5,000 < P ≤ 10,000	40	60
10,000 < P ≤ 20,000	50	50
20,000 < P ≤ 50,000	60	40
50,000 < P ≤ 100,000	70	30
más de 100,000	75	25

Para efectuar los cálculos respectivos, se procede así:

Primero tenemos que determinar en términos relativos (porcentaje), cual es la participación estatal y cual es la remuneración del contratista, en vista de que tales porcentajes están relacionados al nivel de la tasa de producción del área de explotación (Bbls/día) y no al monto que se tenga de hidrocarburos compartibles.

a) Se inicia por calcular el área de Explotación X:

La producción neta promedio diaria del área es de 7,000 Bbls/día.

El primer cálculo será para la producción neta que esté comprendida según la tabla entre 1 y 5,000 Bbls/día.

El segundo cálculo será para la producción comprendida entre más de 5,000 Bbls/día y 10,000 Bbls/día, procediendo así:

P.E. = Participación estatal en la Producción de petróleo crudo compartible en %

$$PE (\%) = 100 \times \frac{5,000 \times 0.30 + (7,000 - 5,000) \times 0.4}{7,000}$$

$$P>E. (\%) = 100 \times \frac{5,000 \times 0.30 + 2,000 \times 0.4}{7,000}$$

$$P.E. (\%) = 100 \times \frac{1,500 + 800}{7,000}$$

$$P.E. (\%) = 100 \times \frac{2,300}{7,000} = 100 \times 0.32857$$

$$P.E. (\%) = 32.86$$

Remuneración del Contratista = 100% - P.E. (%)

$$R.C. = (100 - 32.86) (\%)$$

$$R.C. = 67.14\%$$

b) La distribución de los dólares de los hidrocarburos compartibles se calcula así:

$$\text{Participación Estatal en US\$} = \frac{P.E. (\%)}{100} \times \text{Petróleo Crudo Compartible (US\$)}$$

$$P.E. \text{ en US\$} = \frac{32.86}{100} \times 280,000.00 \text{ (US\$)}$$

$$P.E. \text{ en US\$} = 92,008.00 \text{ US\$}$$

Remuneración contratista en US\$ es igual a:

$$\text{R.C. en US\$} = \text{Petróleo Crudo Compartible (US\$)} - \text{P.E. en US\$}$$

$$\text{R.C. en US\$} = 280,000.00 - 92,008.00$$

$$\text{R.C. en US\$} = 187,992.00$$

c) El cálculo de la remuneración del contratista y la participación estatal en el área de explotación Z, se hará de la siguiente forma:

La producción neta promedio diaria es de 40,000 Bbls/día, y los cálculos son como se presentan a continuación:

$$\text{P.E. \%} = 100 \times \frac{(5,000 \times 0.30) + (5,000 \times 0.40) + (10,000 \times 0.50) + (19,000 \times 0.60)}{39,000}$$

$$\text{P.E. \%} = 100 \times \frac{1,500 + 2,000 + 5,000 + 11,400}{39,000}$$

$$\text{P.E. \%} = 100 \times \frac{19,900}{39,000}$$

$$\text{P.E. \%} = 100 \times 0.510256$$

$$\text{P.E. \%} = 51.03$$

$$\text{R.C.} = 100\% - \text{P.E. \%}$$

$$\text{R.C.} = 100\% - 51.03\%$$

$$\text{R.C.} = 48.97\%$$

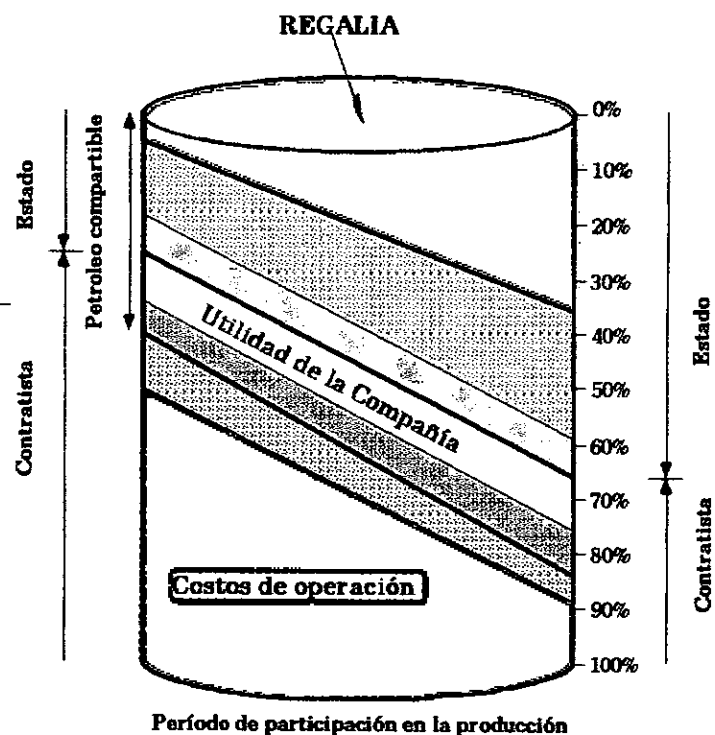
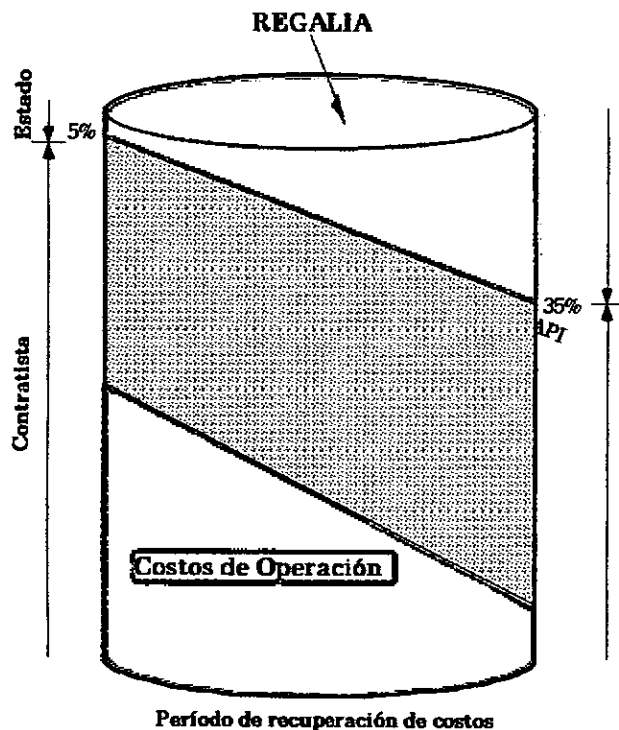
d) El cálculo de la distribución del monto en dólares de los hidrocarburos compartibles, se hará como en el área X

$$\text{P.E. en US\$} = \frac{51.03}{100} \times \text{US\$ } 1,560,000.00$$

$$\text{P.E. en US\$} = \text{US\$ } 796,068.00$$

$$\text{R.C. en US\$} = \frac{48.97}{100} \times \text{US\$ } 1,560,000.00$$

$$= \text{US\$ } 763,932.00$$



**Contrato de participación en la producción
Distribución del Petroleo Compartible entre el Contratista
y el Estado**

* El Decreto 59-87 establecía una tasa del 34%

3.5 PRINCIPALES DEFICIENCIAS DEL CONTROL ESTATAL

Primeramente se presenta un esquema de las entidades fiscalizadoras del Estado y sus atribuciones.

Las funciones de control y supervisión técnica y contable son efectuadas por el Ministerio de Energía y Minas, a través de las siguientes dependencias:

- La Comisión Nacional Petrolera y
- Dirección General de Hidrocarburos,
- El Departamento de Auditoría y Fiscalización.

La Comisión Nacional Petrolera, está integrada por el Ministro de Energía y Minas, que la preside, y por representantes del Ministerio de La Defensa Nacional, Ministerio de Finanzas Públicas, Ministerio de Economía, Ministerio Público y del Banco de Guatemala; siendo su función la de asesorar al Ministerio de Energía y Minas en acciones que deba tomar en asuntos de exploración y explotación de hidrocarburos.

El control y supervisión del Estado se realiza en tres fases:

a) Un control previo:

Que consiste en conocer y aprobar los programas de exploración y/o explotación, los cuales incluyen:

- Un programa de trabajo
- Un presupuesto y cronograma de ejecución
- Un programa de producción (en el caso de un contrato de explotación)

b) Un control durante la ejecución:

La Dirección General de Hidrocarburos, mantiene inspección técnica en las áreas de exploración y explotación.

El departamento de Auditoría y Fiscalización controla los costos y gastos que el contratista en base a la Ley de Hidrocarburos, al Reglamento General, al contrato respectivo y al Programa de trabajo aprobado reclama como recuperables.

El contratista presenta para fiscalización informes de exploración y/o explotación mensuales y trimestrales y anuales.

c) Un control posterior:

En esta fase se efectúa el estudio e interpretación técnica de los trabajos realizados y sus resultados, así como, el control contable para efectos de costos recuperables; concluyendo con la aprobación de:

- Informe anual de las actividades de exploración y/o explotación.
- Informe final de actividades de los pozos, o bien de actividades de exploración tales como geología, geofísica, etc.

- Informe trimestral de los presupuestos ejecutados.

Una vez enterados de las funciones y atribuciones de las entidades fiscalizadoras por parte del Estado, se considera que la deficiencia del control estatal se hace presente de la siguiente forma:

a) La Dirección General de Hidrocarburos se limita a estudiar y aprobar y supervisar programas de trabajo que cumplan con el contrato de exploración y/o explotación.

La filosofía del Ministerio de Energía y Minas, como toda entidad gubernamental, es que los gastos sean estrictamente los necesarios. Se olvida el Estado que debe actuar como socio de la operación por medio del contrato que firma con el contratista.

Hay que recordar que éste es un tipo de actividad muy especial, que requiere, una constante supervisión y control, pero un control que se encamine al logro de una calidad total y no al simple recuento de las actividades desarrolladas, como usualmente es realizado por el Estado.

Podría decirse que el Estado en calidad de socio, debe velar por los intereses en juego y no ser un simple espectador, en espera de resultados. En algunas ocasiones, compañías operadoras de contratos han actuado técnicamente en forma equívoca, redundando en el malogro de pozos que ofrecían altas expectativas. Dichas acciones hubiesen sido posibles de evitar, si la supervisión y control se efectuase en forma adecuada.

También tiene que señalarse el hecho que en otras oportunidades, el criterio del Ministerio de Energía y Minas ha privado el desarrollo de ciertas actividades que ameritaban una acción inmediata; y por el burocrático control jamás llegaron a culminarse.

Recordemos que en forma diaria el contratista reporta las actividades de perforación, y que la supervisión es diaria; pero en la toma de decisiones por X ó Y problema, el contratista es el único que resuelve los problemas que se presentan, pues la supervisión estatal no tiene la capacidad de encontrar soluciones inmediatas, o en el mejor de los casos hacer sugerencias, ya que como se dijo anteriormente es dilatorio el trámite burocrático o carente de capacidad técnica.

b) El Departamento de Auditoría y Fiscalización, analiza y dictamina sobre los informes mensuales que presenta el resumen de los trabajos realizados en el

mes y de la ejecución presupuestaria, los cuales son aceptados provisionalmente, previa opinión de la Comisión Nacional Petrolera, pronunciándose sobre la liquidación provisional de la participación en la producción de los hidrocarburos compartibles, reconociendo provisionalmente el monto de los costos recuperables; sin perjuicio de dichas liquidaciones provisionales.

Este Departamento de Auditoría y Fiscalización hará auditorías trimestrales y los ajustes que fueren necesarios para la liquidación final del trimestre de que se trate.

Con opinión de la Comisión Nacional Petrolera y sustentado en el dictamen conjunto del trimestre correspondiente, el Ministerio de Energía y Minas, resolverá sobre los costos recuperables y la liquidación final de las regalías y sobre la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles.

Sabemos que el anterior procedimiento de fiscalización tiene como objetivo final la verificación y reconocimiento como Costos Recuperables de los desembolsos que el contratista pueda realizar en su programa de trabajo; pero podría hacerse la pregunta ¿Cuál es en realidad el beneficio que ofrece la auditoría y fiscalización del Ministerio de Energía y Minas? La respuesta tendría que ser: que ningún beneficio; por las razones siguientes:

- a) Se efectúa únicamente una comparación presupuestaria y cierta verificación de los costos y gastos que el contratista realiza en el desarrollo de sus actividades.
- b) Los informes finales que la auditoría realizada son conocidos por el contratista con un atraso impredecible. Lógicamente estos informes en ningún momento hacen posible que el contratista pueda tomar acciones correctivas inmediatamente.

Como podemos apreciar, ésta es una auditoría de Costos y Gastos. Hay que aclarar que en este tipo de empresas los costos y gastos tienen aspectos especiales que los diferencian del cualquier otro tipo de empresas comerciales, financieras, industriales, etc.

En las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, este tipo de costos se maneja desde dos puntos de vista; uno desde el punto de vista del contratista, quien es el que realmente efectúa el desembolso económico para la realización de un proyecto; y el otro punto de vista, es el del otro participante o socio, que es el Estado.

El contratista ve reflejados sus costos como una inversión a largo plazo; la cual podrá ser recuperada siempre y cuando logre un descubrimiento que le permita tal recuperación.

El Estado por su parte, permanece a la espera con un compromiso diferido a largo plazo, el cual podrá o no ser cumplido en virtud del alto riesgo de éxito que en sus operaciones toma el otro socio.

Se considera que es una deficiencia de parte del Estado, no contemplar en el contrato que firme con el contratista, el dinamizar su participación como socio; teniendo entre una de sus acciones, el realizar una auditoría operacional que con ayuda de una dinámica asistencia técnica en las actividades petroleras, pueda alcanzar la efectividad deseada y estimular la inversión.

La mentalidad del Estado, se enmarca en una apatía hacia su socio; las actividades que el contratista realiza son controladas y fiscalizadas en forma por demás rígida, dejando por otro lado, grandes lagunas, que por una u otra causa la ley no contempla.

Se aclara que en ningún momento se trata de tomar partido por las empresas extranjeras que deseen invertir en Guatemala, pero es de hacer notar, que el Estado debe manejar con sumo tacto la inversión extranjera, ya que como todo negocio, ambos buscan el obtener los mayores beneficios posibles.

De la Comisión Nacional Petrolera, tendríamos que decir que dentro de su función de asesorar al Ministerio de Energía y Minas, estaría la de presentar mociones que en alguna forma contribuyan para que la unidad de control y la fiscalización no realice una simple rutina, sino que pueda convertirse en un miembro asesor en el ramo fiscal y financiero y de dicha manera sean partícipes de la actividad que realiza el contratista.

CAPITULO IV

ANALISIS DEL ARREGLO ECONOMICO DEL CONTRATO DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION

4.1 PRINCIPALES CARACTERISTICAS

En los capítulos anteriores se hizo mención a los aspectos más relevantes relacionados con la exploración de hidrocarburos, tales como:

- a) La extensión del área de contrato, sus mínimos y máximos; además del porcentaje del área de contrato que se devolverá al finalizar el tercer año de contrato.
- b) El tipo y magnitud máxima de los trabajos a realizar.
- c) Las multas por incumplimiento de los trabajos comprometidos y las garantías correspondientes.
- d) La escala de distribución de los hidrocarburos compartibles que se produzcan de la explotación de un campo.
- e) La contribución para la capacitación de personal guatemalteco, los cargos anuales por hectáreas incluidas en el área de exploración y/o explotación.
- f) El monto de las inversiones en obras de bienestar y asistencia social.

Además de las condiciones anteriores, existen otras que afectan el futuro de cualquier contrato de exploración y explotación de hidrocarburos como lo son:

- La probabilidad de que un pozo exploratorio descubra hidrocarburos,
- El volumen de las reservas descubiertas y su tipo, que dependen por una parte de:
 - La potencialidad de la cuenca sedimentaria,
 - De la habilidad del contratista para descubrir los secretos,
 - Y en opinión de muchos, de la suerte que tenga.

Al perforar un pozo exploratorio, existe la probabilidad de que al terminarlo, éste resulte seco o descubridor de hidrocarburos; bien sean estos petróleo, condensados o gas natural,

El tamaño del yacimiento puede considerarse marginal, mediano o grande. Mundialmente la probabilidad de que un pozo exploratorio resulte exitoso es de 10%, es decir de cada diez pozos exploratorios que se perforen uno resultará productor de hidrocarburos.

En el análisis económico, también se debe considerar la posibilidad de que los costos de la operación sean altos, medianos o bajos.

Desde el punto de vista económico, en el análisis de un proyecto se evalúa la rentabilidad, la cual puede medirse de diferentes formas, la que más aceptación tiene es:

La tasa de descuento:

Esta consiste en darle valor al elemento tiempo, al analizarse en que momento se estará recuperando el dinero invertido en un proyecto para invertirlo en otros; y se integra como sigue:

- a) Costo del capital versus oportunidades de inversión alternativas.
- b) El riesgo de la operación en el tiempo.
- c) La inflación promedio mundial.

Por ejemplo, una compañía puede integrar la tasa de descuento en dólares, para evaluar un contrato de exploración y explotación, así:

- Oportunidades de inversión alternativas	15%
- Riesgo de la inversión relacionados al tiempo (políticos, económicos y otros)	6%
- Inflación	10%
	<hr/>
	31%

Para el análisis del arreglo económico del Contrato de Participación en la Producción, primeramente se explicará el comportamiento del arreglo económico y luego para una mejor comprensión del mismo se presentarán un caso práctico, que permita analizar el comportamiento del arreglo económico ante distintas situaciones.

Desde el punto de vista económico, las principales características del Contrato de Participación en la Producción son las siguientes:

- a) Las inversiones de exploración, desarrollo, gastos de operación y en general todos los gastos, atribuibles al área de contrato, las realiza el contratista.
En el caso de que los pozos exploratorios perforados no descubran hidrocarburos en cantidades comerciales, el Estado no asume ningún riesgo.
- b) Todos los costos y gastos del contratista son considerados como recuperables, exceptuándose aquellos considerados como no recuperables en el Contrato de Participación en la Producción y en el Reglamento General.
- c) Los ingresos que se obtengan de la venta de la producción de hidrocarburos procedentes de los campos comerciales descubiertos, se distribuyen así:

Primero, se paga al Estado la regalía correspondiente, aplicando el volumen de la producción neta.

Segundo, el saldo de la producción neta menos las regalías aplicables, es destinado para que el contratista lo asigne a la cuenta de los costos denominados recuperables.

Tercero, los hidrocarburos compartibles (el saldo de la producción neta menos las regalías y los costos recuperables), se distribuyen entre el contratista y el Estado, de acuerdo a la escala acordada en el contrato.

- d) El contratista está sujeto al pago del impuesto sobre la renta, como se detalló antes. En los primeros períodos de imposición estando en la fase de exploración y/o desarrollo, el contratista reportará prácticamente sólo pérdidas, las cuales se acumularán a los períodos subsiguientes, hasta que su completa deducción, con los ingresos que se obtengan de la explotación de los campos comerciales que descubra, momento a partir del cual comenzará a realizar pagos al Estado en concepto de impuesto sobre la renta.
- e) El período de recuperación de las inversiones dependerá:
- Del perfil de producción,
 - Del precio del petróleo crudo, (por ejemplo si éste es más bajo que el utilizado en los cálculos, el período en que se recuperarán las inversiones se extenderá, pues se necesitará de un volumen de producción mayor para obtener igual suma de dinero. Por el contrario, si el precio es más alto, el tiempo de la recuperación de las inversiones será menor).
 - Producción que se obtendrá en mas años.

Las regalías no variarán pues es un porcentaje de la producción, cuyo pago es previo a cualquier recuperación de las inversiones realizadas.

4.2 FINANCIAMIENTO DE LAS OPERACIONES PETROLERAS

El alto grado de riesgo, elemento característico de la mayoría de las inversiones petroleras, así como, la gran magnitud de la mayoría de aquellas, han resultado en la creación de formas de financiamiento interesantes, muchas de las cuales se usan solamente en las industrias extractivas como la petrolera y algunas veces la minera.

Financiamiento:

Es el acto por el cual las empresas financieras, personas individuales o instituciones bancarias conceden crédito a una persona individual o jurídica, con las facilidades financieras y de acuerdo con las garantías y plazos que entre sí

convengan para desarrollar actividades personales, comerciales, industriales, agrícolas y otras.^{6/}

Existen, básicamente, dos métodos de financiamiento en la industria petrolera:

- **El financiamiento corporativo:**

Es aquel en la cual una compañía coloca el capital y lo arriesga por cuenta propia, lo que significa que si el proyecto falla, el capital podría perderse; no se cuenta con seguro y no existe garantía respecto a la utilidad.

Las fuentes de fondos para este caso pueden ser acciones, valores, utilidades retenidas, ingresos provenientes de las ventas de intereses en derechos de exploración o en propiedades con sitios de producción, o bien, fondos para la perforación.

- **El financiamiento crediticio:**

En este caso la compañía presta dinero de un banco, una compañía de seguros, un fondo de pensiones u otra institución financiera, También puede ser un crédito obtenido de compañías privadas.

A continuación se describirán brevemente, como se utilizan los diferentes métodos de financiamiento más comunes en las diferentes fases de la industria petrolera y bajo que condiciones.

a) **El Financiamiento Corporativo**

- **En la fase de exploración**

Este financiamiento se da porque dos o más personas pueden colocar su capital en una compañía de exploración que perfora uno o varios pozos exploratorios. se trata de un financiamiento de muy alto riesgo. Tan pronto como varias personas se comprometen, la empresa podrá emitir acciones y éstas podrán ser negociadas, pudiendo los valores oscilar dramáticamente, según el progreso de la exploración. En caso de lograrse algunos descubrimientos, será posible la venta de acciones adicionales bajo términos más atractivos.

Sin embargo, entre más accionistas participen, mayor será la presión respecto del flujo de efectivo y el grado de liquidez, por lo que la compañía podrá verse en situación de vender todo o parte de sus tenencias.

- **En la fase de explotación:**

Efectuado un descubrimiento, una compañía podrá incrementar el valor de sus acciones y emitir bajo términos atractivos, un número adicional de acciones.

Las acciones podrán registrarse en una bolsa de valores. Esto puede ser una forma atractiva de obtener capital adicional para el desarrollo de un campo petrolero o gasífero.

^{6/} Cholvis, Francisco. Diccionario de Contabilidad. Librería el Ateneo. Editorial Buenos Aires, 1986.

b) Cesiones Consignadas

Algunas veces, la cesión se hace a cambio de efectivo y en otros casos la compañía cesionaria también ofrece el pago de intereses en la forma de regalías gravadas; este último caso se aplica, a veces, cuando del propietario de la concesión o contrato ya ha efectuado una importante proporción del trabajo de exploración.

Una compañía petrolera, pequeña o grande, puede llegar a la conclusión de que el prospecto específico no es suficientemente atractivo como para ameritar que una gran parte del capital de riesgo de la compañía se asigne a dicho proyecto. De ser así, podrá optarse por una "cesión consignada", lo cual significa que la compañía petrolera cesionaria contrae la obligación de llevar a cabo la exploración, por lo general la perforación de uno o más pozos, a cambio de un interés de trabajo efectivo en la concesión o contrato, a ser obtenido cuando dicha compañía haya cumplido con la obligación.

Este sistema también conocido como Farm- Out se usa con frecuencia para cubrir el financiamiento del desarrollo de campos petroleros o gasíferos. En este caso, la compañía cesionaria tendrá que cubrir todos o parte de los costos de desarrollo o contribuir en efectivo.

c) El Financiamiento proveniente de utilidades Retenidas

Este es el método más común de financiar la exploración y la mayoría de compañías petroleras establecidas exploran sobre la base de utilidades retenidas.

Los términos y condiciones de las concesiones o contratos deben ser lo suficientemente atractivos como para que una compañía petrolera esté en condiciones de perforar varios pozos secos, sobre la base de un solo descubrimiento exitoso. Esto constituye el fundamento para la totalidad de la industria petrolera de la exploración y la producción.

d) Fondos de perforación

En los Estados Unidos y Canadá, existe un arreglo especial llamado "fondos de perforación" y consiste en que, individuos o compañías contribuyen con fondos de perforación en compañías de exploración específicos, a cambio de participación en las operaciones.

e) Financiamiento crediticio

Durante los primeros períodos de la construcción de un campo petrolero, el grado de riesgo puede ser muy alto y en el caso de pequeñas compañías petroleras con activos insuficientes, los prestamistas estarían en disposición de facilitar capital solamente sobre la base de recargos atractivos especiales para los mismos, tales como las regalías gravadas. En la mayoría de los casos, los prestamistas también requerirán la garantía de fiadores, y de una amplia variedad de medidas de seguridad.

Instituciones como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo financian, directamente, por medio de empréstitos algunas actividades exploratorias de las compañías estatales, en algunos países en desarrollo;

dichos empréstitos se asegurarán mediante la posición financiera general del país en cuestión. En caso de que se efectue un descubrimiento, el reembolso deberá hacerse a una tasa de interés más elevada que si no se diera dicho descubrimiento. El plazo de estos créditos pueden ser de 20 años.

f) Regalías gravadas

Un método atractivo de obtener los fondos necesarios, es el de gravar un porcentaje de la producción en una regalía durante la operación de producción ("Overriding Royalties"). Desde luego, se reduce el futuro flujo de efectivo y, consecuentemente, si se contempla el crédito contra el futuro flujo de efectivo, será necesario tomar en cuenta dichas regalías.

Algunos prestamistas conceden préstamos condicionados a la obtención de algunas regalías, a manera de compensarlos por posibles riesgos que excedan de los normalmente aceptados. Las regalías gravadas pueden, incluso, venderse como acciones.

g) Pagos anticipados

Este también es un método atractivo para obtener financiamiento sin diluir el control o afectar la relación deuda/capital corporativo. Difiere de las regalías gravadas en que no se relaciona con un porcentaje de la producción total (no importando la producción) sino que un volumen fijo.

Por ejemplo, algunas veces, las compañías de gasoductos y de distribución enfrentan problemas de garantizar los abastecimientos a largo plazo, lo que puede afectar seriamente su rentabilidad.

Por lo mismo, ciertas compañías gasíferas pueden comprar la producción futura por medio de un pago anticipado, con lo cual, un determinado volumen de gas es despachado en fecha posterior, bajo ciertas condiciones previamente acordadas.

h) El crédito bancario convencional

Usualmente, los bancos están dispuestos a conceder créditos bajo condiciones aceptables. Los préstamos de bancos comerciales conllevan comúnmente tasas de interés relativamente altas y el plazo de la obligación es generalmente corto, no mayor de 5 a 7 años. Para este tipo de préstamo, los bancos se interesan sobre los activos, la relación deuda/capital corporativo de una compañía y/o el flujo de efectivo asociado al proyecto.

Una compañía grande con una baja relación deuda/capital corporativo puede estar en capacidad de obtener créditos contra sus activos; mientras que compañías más pequeñas tendrán que gestionar el financiamiento del proyecto sobre la base del flujo de efectivo. Aún así, hasta las grandes compañías pueden optar por prestar contra el flujo de efectivo.

i) Financiamiento por medio de pagos de producción

El prestatario obtiene un pago anticipado de una compañía intermediaria establecida por los prestamistas. Los bancos proporcionan el crédito a la

compañía intermediaria, poseyendo ésta un contrato de venta garantizado acordado; ya sea con el prestatario o con terceros y amortizará el préstamo a partir de ventas petroleras. El interés lo paga por separado el prestatario.

j) Bonos convencionales

Las compañías petroleras que se encuentran en una situación de bajo riesgo, por ejemplo, con un flujo de efectivo proyectado a partir de los campos productores muy por encima de los compromisos, pueden obtener capital adicional exitosamente por medio de la emisión de bonos.

k) El financiamiento con apoyo gubernamental

Con el fin de desarrollar su propia economía, en algunos países los gobiernos están dispuestos a realizar negociaciones especiales, tales como proveer financiamiento subsidiado, con mayor razón si el país es importador neto de petróleo. En estos casos reviste mayor importancia para el gobierno, el poder participar en el desarrollo de los reservorios petroleros.

- Toma de decisiones en el financiamiento petrolero

Resulta obvio que la decisión de obtener préstamos y bajo que condiciones debe tomarse cuidadosamente.

No debe olvidarse que la tasa de retorno de un proyecto debe ser suficiente y exceder la tasa de interés.

La tasa de retorno mínima requerida dependerá generalmente de tres factores:

- La tasa inflacionaria.
- La asignación del riesgo
- El retorno real mínimo sobre el capital requerido (valor del dinero en el tiempo o costo de oportunidad).

La tasa de interés, por su parte, estará compuesta también de tres factores:

- La tasa inflacionaria.
- La asignación del riesgo.
- La tasa de interés básica.

- La tasa inflacionaria:

Será la misma tanto para el prestamista como para el prestatario, habida cuenta de que las tasas se expresan en la misma denominación monetaria.

La asignación del riesgo:

Es cosa muy diferente y la compañía petrolera puede encontrarse totalmente expuesta a la mayoría de riesgos asociados al proyecto. Con el propósito de compensar las posibles contrariedades, el proyecto debe ser muy rentable, lo cual significa un rango de porcentaje alto para el riesgo.

- La tasa de retorno mínima:

Es generalmente un asunto de política de la compañía y se relaciona directamente con las oportunidades de inversión alternativas que una compañía tenga ante sí.

- La tasa básica de interés:

Se mantiene regularmente entre un 2 a 3%. En otras palabras, los bancos buscan prestar dinero a un 2 o 3% por encima de la inflación en una operación hipotética libre de riesgo.

Una comparación típica entre la tasa de retorno y la tasa de interés sería como a continuación se muestra:

	<u>TASA DE RETORNO</u>	<u>TASA DE INTERES</u>
Inflación	9%	9%
Riesgo	6%	2%
Costo de Capital	10%	3%
TOTAL	25%	14%

Si la tasa de retorno mínima excede a la tasa de interés, el prestatario puede prestar el capital necesario y mejorar de esta manera, la tasa de retorno sobre el capital remanente.

- Mancomunidad del riesgo

Uno de los aspectos más comunes de la industria petrolera es que las compañías petroleras tienen una fuerte tendencia a mancomunar sus recursos en operaciones conjuntas para explorar una determinada cuenca. La mayoría de contratos o de licencias de exploración en el mundo se han ejecutado a través de operaciones conjuntas.

Existe una fuerte tendencia de las compañías petroleras a buscar socios para casi cualquier proyecto de exploración. A parte de mancomunar el riesgo hay otras ventajas asociadas a estas operaciones conjuntas. Primero, la compañía petrolera obtiene información geológica directa de una gran variedad de pozos a través de la cuenca petrolera y como resultado puede valorar en mejor forma sus planes futuros de exploración. El estar en un proyecto conjunto con socios desde el

comienzo, a menudo proporciona una posibilidad más fácil de obtener un interés de participación más bajo o más alto en determinadas operaciones por medio de acuerdos con otros socios. Finalmente, el desarrollo de una red integrada de intereses mútuos entre muchas compañías petroleras, crea un acceso unificado completo e intereses conjuntos en sus relaciones con los gobiernos.

Sin embargo, en algunos casos las compañías petroleras no aceptan a ningún socio. Las principales razones para ello son:

- Se cree que la geología es muy buena y que sería un error tener otros socios.
- Otra razón por la cual las compañías permanecen con el 100% de propiedad en determinadas áreas es que, si los compromisos de trabajo no son demasiado estrictos, a la compañía le interesa contar con un área determinada por un período de tiempo específico, antes de tomar decisiones de inversión más serias.

4.2.1 Análisis de Flujo de Efectivo

El análisis de flujo de efectivo es un índice económico sencillo de calcular, sumamente usado en proyectos de alto riesgo político o económico.

Este método directo de análisis y de uso frecuente, consiste en determinar el tiempo de recuperación de la inversión. El tiempo de recuperación de la inversión se toma a partir del primer año de la inversión hasta el año en que el flujo de efectivo acumulado se torna positivo.

El flujo de efectivo neto se acumula anualmente para obtener el acumulado. Cuando el flujo de efectivo acumulado es igual a cero, todos los ingresos generados por el proyecto han cubierto los egresos realizados, tales como inversiones, costos, gastos de operación, regalías y otros pagos al gobierno y no existirán, en ese momento, ni ganancias ni pérdidas.

En la industria petrolera se consideran buenos los proyectos cuyo tiempo de cancelación (de recuperación de la inversión) oscila entre 3 y 5 años; sin embargo, este índice no toma en consideración la variación del valor del dinero con el tiempo. Para las compañías es importante hacer inversiones de cierto grado, en proyectos que potencialmente pueden proveer utilidades durante un período largo de tiempo, aún cuando estas sean modestas y contrarias a la práctica de invertir en proyectos con una tasa de retorno alta a corto plazo.

La combinación ideal, claro esta, son proyectos con una alta rentabilidad a corto plazo y una rentabilidad constante sostenida a lo largo de muchos años.

El análisis de la rentabilidad de los proyectos petroleros no difiere mucho del tipo de análisis que, normalmente, desarrollaría un economista, con relación a cualquier otro análisis del riesgo, en razón de que los proyectos petroleros y en especial los de exploración, involucran un alto grado de riesgo; como lo es el geológico.

El llamado flujo de efectivo neto es el resultado de deducir de los ingresos brutos, el valor de las inversiones, los costos de operación; las regalías y otros pagos al gobierno.

En el caso de los proyectos de exploración y explotación petrolera, el flujo de efectivo neto será negativo durante los primeros años, posteriormente, luego del inicio de la producción comercial, se obtendrá un flujo de efectivo positivo.

4.2.2 Valor Neto Actualizado

El valor actual neto o valor presente neto, es una herramienta comúnmente utilizada en la toma de decisiones de inversión. "La Definición del Valor Presente Neto (VPN) se ilustra en la ecuación:

VPN = Valor presente de entradas de efectivo - Inversión Neta.

Se encuentra restando la inversión neta de un proyecto del valor actual de los flujos de caja que se descuentan a una tasa igual al costo del capital de la empresa".^{7/}

Entre más alto sea el valor neto actual de un proyecto en particular, descontado a una tasa determinada, más atractivo será el mismo, sin embargo algunas veces puede inducir a confusión.

No debemos olvidar que en cualquier tipo de inversión, siempre existirá un interés, de ello diremos que interés compuesto es: la porción o tasa de interés que usualmente refleja el costo del capital prestado o la tasa de retorno sobre un capital invertido.

Así diremos: después de invertir una determinada suma de dinero (P) a una tasa de interés compuesto (i) en un período determinado de tiempo (n), tendremos:

$$S = P \times (i + 1)^{n-1}$$

Para obtener el Valor Neto Actual, despejaremos la ecuación anterior así:

$$S = P \times (i + 1)^{n-1}$$

$$P = S \times \frac{1}{(i + 1)^{n-1}}$$

El factor $1 / (i + 1)^{n-1}$ permite calcular el Valor Actual de una suma de dinero equivalente a una cantidad futura.

4.2.3 Tasa Interna de Retorno de Inversión

La Rentabilidad tiene diferentes denominaciones, tales como: Tasa de Retorno, Tasa de Retorno de Inversionistas, Tasa Interna de Retorno, Tasa de Rendimiento, Tasa de Rendimiento de Capital, y otras.

Los índices económicos denominados "Métodos del Inversionista", son los más usados por las compañías petroleras para medir el rendimiento del capital invertido. La base de cálculo de estos patrones la constituye la actualización o descuento de todos los flujos de caja, ingresos y egresos ocurridos durante la vida de un proyecto; de tal manera que la medida de dicho rendimiento se realice en tiempo presente.

Tasa Interna de Retorno (TIR):

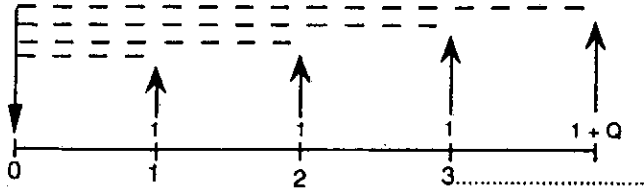
"Se define como una tasa de interés que tiene la particularidad de igualar el costo actual de una transacción con el valor presente de los ingresos futuros"^{8/}

Donde: C = Capital inicial (= Inversión, = Costo)

I = Interés periódico

Q = Monto del principal recuperado

Para calcular la tasa interna de retorno, se traerá a valor presente todos los flujos de ingresos futuros.



La tasa buscada es aquella que iguala al costo de adquisición con los ingresos futuros, traídos a valor presente. Es decir, es aquella tasa que iguala a la siguiente ecuación:

^{8/} Guía del Inversionista, Bolsa Nacional de Valores, página 12.

$$C = \frac{1}{(1+i)} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} + \frac{Q}{(1+i)^n}$$

Lo que en notación de anualidades equivale a:

$$C = 1 \times \overline{A n} | i + \frac{Q}{(1+i)^n}$$

Siendo C = Valor al cual se negocia un documento hoy

$\overline{A n} | i$ = Valor presente de una anualidad de n períodos, valorados a una tasa i.

1 = Pago periódico igual a intervalos iguales de tiempo.

Q = Monto del principal recuperado.

El nivel de tasa de descuento en la que el valor neto actual se transforma en negativo, se denomina Tasa Interna de Retorno

La tasa de descuento total a aplicarse incluye los factores siguientes:

a) Valor de dinero en el tiempo o costo de oportunidad:

Cualquier inversionista prefiere un dólar hoy que un dólar dentro de un año por una sencilla razón, puede invertir el día de hoy su dólar y tener más de un dólar al final de año.

Se tendrá menos seguridad de recibir un dólar dentro de un año que recibir un dólar al día de hoy, pero el riesgo involucrado en el pronóstico de flujos de efectivo futuro es algo distinto. El elemento tiempo se introduce mediante el descuento del flujo de efectivo.

Debe observarse cuidadosamente que el valor del tiempo no es por si mismo una función del riesgo.

b) El riesgo técnico (relacionado al tiempo)

Este riesgo relacionado con el tiempo, se expresa por lo general como un porcentaje anual y se incluye en el factor de descuento total.

En la exploración y explotación de hidrocarburos, existe un riesgo relacionado con el tiempo. Por ejemplo, siempre esta presente la remota pero importante posibilidad de que un huracán o un terremoto de gran intensidad pueda destruir y causar daños de consideración, pues además, el riesgo del suceso se incrementa con el tiempo.

- c) La tasa inflacionaria esperada:
Para la evaluación de la inversión de un proyecto basado en dólares corrientes, puede estimarse tomando como base una tasa de descuento del 29%, que se compone de la siguiente forma:

Tasa inflacionaria del	12%,
Tasa para riesgos técnicos	6%
Tasa como costo de oportunidad	11%.

La inversión en un proyecto es recomendable si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento.

Dentro de la panorámica que nos ofrece la tasa interna de retorno tenemos:

- Provee una medida de las ganancias totales de un proyecto.
- Permite ponderar en forma somera el grado de incertidumbre y riesgo.
- No existe limitaciones en cuanto al modelo a utilizar, para medir la variación del valor del dinero con el tiempo.
- La tasa interna de retorno puede compararse directamente con el costo del capital financiado o con la tasa mínima aceptable de la empresa; pues ambos conceptos tienen los mismos fundamentos de cálculo. De esta comparación directa puede tomarse una decisión inmediata sobre la conveniencia o no de ejecutar el proyecto.
- Este método es independiente de los tipos de Amortización y Depreciación utilizado para el cálculo del impuesto sobre la renta.
- Es un método económicamente realista en el enfoque del rendimiento del flujo neto de efectivos independientemente de otras consideraciones contables distribuidas en los libros de la empresa (pasivos, cuentas por cobrar, etc). Las principales desventajas son: se trata de un procedimiento de ensayo y error, además considera que de no existir éstas deberán tener un rendimiento similar a la rentabilidad estimada inicialmente.

4.2.4 CALCULO DE RENTABILIDAD (CASO PRACTICO)

El presente caso trata de presentar la mayor información disponible y con ello poder efectuar una evaluación económica y por ende determinar si la compañía XX tiene probabilidades de obtener una determinada rentabilidad y en que plazo podría lograrla.

De antemano se conoce que el riesgo es un factor que acompaña a la mayoría de actividades, por ello se trata de obtener la mayor información posible y con ello tener un mayor conocimiento del riesgo.

La información que se nos suministra para poder efectuar la evaluación prevista, es la siguiente:

a) Exploración:

En Enero de 1990 se dió inicio al programa exploratorio que comprende las actividades siguientes:

<u>Trabajos de Superficie</u> <u>Actividad</u>		<u>Costo</u>
Fotogeología	US\$ 100,000.00	
Geología	300,000.00	
Sísmica (200 Kms)	2,900,000.00	
Interpretación e integración de la geología y la sísmica	<u>200,000.00</u>	US\$ 3,500,000.00

<u>Trabajos Directos</u> <u>Actividad</u>		
Se requiere un camino de acceso de 16 Kms.		1,200,000.00
Perforación de un pozo de 10,000'		6,000,000.00
Trabajos y servicios varios		300,000.00

<u>Trabajos Administrativos</u>		
Se estima una cantidad de administración cargada al programa de exploración		<u>500,000.00</u>
Total		US\$ <u>11,500,000.00</u>

b) Infraestructura :

Durante el período comprendido de 1990 a 1994 se prevé realizar obras de infraestructura, cuyos costos por año son:

1990	US\$ 700,000.00
1991	500,000.00
1992	600,000.00
1993	<u>400,000.00</u>
Total	US\$ <u>2,200,000.00</u>

c) Explotación:

Dentro de los trabajos de explotación se estima la construcción de una planta de proceso, construcción de tanques de almacenamiento y líneas transporte, a realizarse entre 1992 y 1994 siendo sus costos los siguientes:

1992	US\$ 1,000,000.00
1993	600,000.00
1994	500,000.00
Total	US\$ <u>2,100,000.00</u>

d) Desarrollo:

Aún conociendo el riesgo de cualquier campo petrolero, se estima que la producción será buena y ello ameritará el desarrollo de 4 pozos así:

2 Pozos A y B	1992	US\$ 9,000,000.00
1 Pozo C	1993	5,000,000.00
1 Pozo D	1994	<u>5,000,000.00</u>
Total		US\$ <u>19,000,000.00</u>

e) Costos de Operación:

Se tiene previsto que dentro del funcionamiento normal, existirán costos por mantenimiento, reparaciones y reacondicionamientos así:

1991	US\$ 1,000,000.00
1992	2,500,000.00
1993	2,500,000.00
1994 Al 2000 (por año)	4,000,000.00

f) Se estima una inflación interanual del 15%

g) Producción de Petróleo:

Se tiene estimado, que el campo petrolífero que se explota, cuenta con un yacimiento de aproximadamente 22 MM de barriles de petróleo.

Según las probabilidades, se espera que el crudo pueda ser de 30° API

Los datos que se tienen sobre la producción son los que siguen:

Año	Producción (M. Bbls)
1990	0
1991	0
1992	0
1993	0
1994	800
1995	1100
1996	2000
1997	2000
1998	2200
1999	2000
2000	1800

h) Precios del Crudo:

El escenario de los precios es el que sigue:

	Precio del Barril
1993	US\$ 18.00
1994	18.00
1995	19.00

1996 al 2000 se incrementa US \$ 1.00 por año

i) Pagos al gobierno:

En base al Contrato de Participación en la Producción, se fijan los siguientes pagos:

- Una regalía del 20% sobre la producción neta
- La participación en el petróleo crudo compartible, será así:

Tasa de Producción (Barriles x día)			Participac. Estatal S/Petr. Crudo Comp.
0	a	10,000	30%
10,001	a	30,000	40%
30,001	a	50,000	45%
50,001	a	100,000	60%
100,000	en	adelante	70%

- El impuesto sobre la renta a pagar será del 25% sobre la renta imponible, de acuerdo al Artículo 44, Decreto 26-92 del Congreso de la República.

j) La tasa de promedio de interés bancario se fija en un 20%.

En base a los datos suministrados anteriormente, podemos preparar lo siguiente:

Cuadro de Inversiones y Costos de Operación

(MM US \$)

(Cuadro No. 15)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995 2000	TOTAL
Exploración	11.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.50
Infraestructura	0.70	0.50	0.60	0.40	0.00	0.00	2.20
Explotación	0.00	0.00	1.00	0.60	0.50	0.00	2.10
Desarrollo	0.00	0.00	9.00	5.00	5.00	0.00	19.00
Suma de Inversiones	12.20	0.50	10.60	6.00	5.50	0.00	34.80
Costos de Operación	0.00	1.00	2.50	2.50	4.00	24.00	34.00
TOTAL	12.20	1.50	13.10	8.50	9.50	24.00	68.80

Cálculo de Ingresos Brutos

(Cuadro N. 16)

Año	Producción (M. Bbls)	Precio (\$ x Bbl)	Ingreso Bruto (MM \$)
1990	0	0.00	0.00
1991	0	0.00	0.00
1992	0	0.00	0.00
1993	0	18.00	0.00
1994	800	18.00	14.40
1995	1100	19.00	20.90
1996	2000	20.00	40.00
1997	2000	21.00	42.00
1998	2200	22.00	48.40
1999	2000	23.00	46.00
2000	1800	24.00	43.20
TOTAL	11900		254.90

Cálculo de Regalías al Estado

(Cuadro No. 17)

Año	Ingreso Bruto (MM \$)	%	Regalía (MM \$)
1990	0.00	20	0.00
1991	0.00	20	0.00
1992	0.00	20	0.00
1993	0.00	20	0.00
1994	14.40	20	2.88
1995	20.90	20	4.18
1996	40.00	20	8.00
1997	42.00	20	8.40
1998	48.40	20	9.68
1999	46.00	20	9.20
2000	43.20	20	8.64
TOTAL	254.90		50.98

Inversiones Anuales y Costos de Operación

(Cuadro No. 18)

Año	Inversión (MM \$)	Costos de Operación (MM \$)	Suma Inversiones y Costos Op.	Factor Inflación	Total (MM \$)
1990	12.20	0.00	12.20	1.00	12.20
1991	0.50	1.00	1.50	1.15	1.73
1992	10.60	2.50	13.10	1.32	17.29
1993	6.00	2.50	8.50	1.52	12.92
1994	5.50	4.00	9.50	1.75	16.63
1995	0.00	4.00	4.00	2.01	8.04
1996	0.00	4.00	4.00	2.31	9.24
1997	0.00	4.00	4.00	2.66	10.64
1998	0.00	4.00	4.00	3.06	12.24
1999	0.00	4.00	4.00	3.52	14.08
2000	0.00	4.00	4.00	4.04	16.16
TOTAL	34.80	34.00	68.80		131.17

Recuperación de Costos y Petróleo Crudo Compartible

(Cuadro No. 19)

Año	Ingreso Bruto (MM \$)	Pago de Regalías (MM \$)	Saldo Ingresos (MM \$)	Saldo Costos año anterior	Costos del año (MM \$)	Costos Recuperados (MM \$)	Saldo costos Próx. año (MM \$)	Petróleo Compartible (MM \$)
1990	0.00	0.00	0.00	0.00	12.20	0.00	12.20	0.00
1991	0.00	0.00	0.00	12.20	1.73	0.00	13.93	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	13.93	17.29	0.00	31.22	0.00
1993	0.00	0.00	0.00	31.22	12.92	0.00	44.14	0.00
1994	14.40	-2.88	11.52	44.14	16.63	11.52	49.25	0.00
1995	20.90	-4.18	16.72	49.25	8.04	16.72	40.57	0.00
1996	40.00	-8.00	32.00	40.57	9.24	32.00	17.81	0.00
1997	42.00	-8.40	33.60	17.81	10.64	28.45	0.00	5.15
1998	48.40	-9.68	38.72	0.00	12.24	12.24	0.00	26.48
1999	46.00	-9.20	36.80	0.00	14.08	14.08	0.00	22.72
2000	43.20	-8.64	34.56	0.00	16.16	16.16	0.00	18.40
TOTAL	254.90	-50.98	203.92	209.12	131.17	131.17	209.12	72.75

Distribución del Petróleo Crudo Compartible

(Cuadro No. 20)

Año	Petról. Crudo Compartible (MM \$)	% Pago. Partic. Est. (MM \$)	Participac. Estatal (MM \$)	Remuner. Contratista (MM \$)
1990	0.00	30	0.00	0.00
1991	0.00	30	0.00	0.00
1992	0.00	30	0.00	0.00
1993	0.00	30	0.00	0.00
1994	0.00	30	0.00	0.00
1995	0.00	30	0.00	0.00
1996	0.00	30	0.00	0.00
1997	5.15	30	1.55	3.60
1998	26.48	30	7.94	18.54
1999	22.72	30	6.82	15.90
2000	18.40	30	5.52	12.88
TOTAL	72.75		21.83	50.92

Determinación del Impuesto Sobre la Renta

(Cuadro No. 21)

Año	Ingreso Bruto (MM \$)	Pago de Regalías (MM \$)	Pago Part. Estado (MM \$)	Renta Bruta (MM \$)	Saldo Costos año anterior	Costos del año (MM \$)	Saldo costos Próx. año (MM \$)	Renta Neta (MM \$)	% ISR	ISR (MM \$)
1990	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.20	12.20	0.00	0	0.00
1991	0.00	0.00	0.00	0.00	12.20	1.73	13.93	0.00	0	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00	13.93	17.29	31.22	0.00	0	0.00
1993	0.00	0.00	0.00	0.00	31.22	12.92	44.14	0.00	0	0.00
1994	14.40	-2.88	0.00	11.52	44.14	16.63	49.25	0.00	0	0.00
1995	20.90	-4.18	0.00	16.72	49.25	8.04	40.57	0.00	0	0.00
1996	40.00	-8.00	0.00	32.00	40.57	9.24	17.81	0.00	0	0.00
1997	42.00	-8.40	-1.55	32.05	17.81	10.64	0.00	3.60	25	0.90
1998	48.40	-9.68	-7.94	30.78	0.00	12.24	0.00	18.54	25	4.64
1999	46.00	-9.20	-6.82	29.98	0.00	14.08	0.00	15.90	25	3.98
2000	43.20	-8.64	-5.52	29.04	0.00	16.16	0.00	12.88	25	3.22
TOTAL	254.90	-50.98	-21.83	182.09	209.12	131.17	209.12	50.92		12.73

Pagos al Gobierno

(Cuadro No. 22)

Año	Regalías (MM \$)	Participac. Producción (MM \$)	ISR (MM \$)	TOTAL (MM \$)
1990	0.00	0.00	0.00	0.00
1991	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	0.00	0.00	0.00	0.00
1994	2.88	0.00	0.00	2.88
1995	4.18	0.00	0.00	4.18
1996	8.00	0.00	0.00	8.00
1997	8.40	1.55	0.90	10.85
1998	9.68	7.94	4.64	22.26
1999	9.20	6.82	3.97	19.99
2000	8.64	5.52	3.22	17.38
TOTAL	50.98	21.83	12.73	85.54

Ingresos de Operación y Flujo de Efectivo

(Cuadro No. 23)

Año	Ingreso Bruto (MM \$)	Inversión (MM \$)	Costos Operación (MM \$)	Ingresos Operación (MM \$)	Pagos al Gobierno (MM \$)	Flujo Neto de Efectivo (MM \$)	Flujo Efect. Neto Acum. (MM \$)
1990	0.00	-12.20	0.00	-12.20	0.00	-12.20	-12.20
1991	0.00	-0.58	-1.15	-1.73	0.00	-1.73	-13.93
1992	0.00	-13.99	-3.30	-17.29	0.00	-17.29	-31.22
1993	0.00	-9.12	-3.80	-12.92	0.00	-12.92	-44.14
1994	14.40	-9.63	-7.00	-2.23	-2.88	-5.11	-49.25
1995	20.90	0.00	-8.04	12.86	-4.18	8.68	-40.57
1996	40.00	0.00	-9.24	30.76	-8.00	22.76	-17.81
1997	42.00	0.00	-10.64	31.36	-10.85	20.51	2.70
1998	48.40	0.00	-12.24	36.16	-22.26	13.90	16.60
1999	46.00	0.00	-14.08	31.92	-19.99	11.93	28.53
2000	43.20	0.00	-16.16	27.04	-17.38	9.66	38.19
TOTAL	254.90	-45.52	-85.65	123.73	-85.54	38.19	

Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR):

Con base al flujo de efectivo neto de cada período, a una tasa de interés del 20%, se conoció un valor neto actual (VAN) y con ello se determinó la tasa interna de retorno, que es la siguiente:

Valor neto actual = - 11.65

Tasa interna de retorno = 11.35

Los resultados anteriores muestran que el proyecto de exploración y producción no tiene la rentabilidad deseada, toda vez que sus resultados están por debajo de la tasa de interés fijada.

Una vez se relacionen los temas El Anexo Contable y El Análisis del Arreglo Económico del Contrato de Participación en la Producción, tratados en los capítulos III y IV respectivamente, se puede resumir lo siguiente:

- El interés de toda inversión se encamina a la obtención de una ganancia. En el caso de la exploración y explotación petrolera, la obtención de una rentabilidad se dificulta un tanto más, debido a los tantos riesgos existentes, ya que no se trata únicamente de descubrir petróleo, sino que el volumen de producción sea lo suficiente como para poder recuperar la inversión a corto plazo y obviamente obtener ganancias.
- Es difícil aventurarse a tratar de dar un pronóstico económico en este tipo de negocio, y sugerir si conviene o no realizar la inversión; la única manera de poder saberlo es realizándolo y probablemente después evaluar su rentabilidad.

CAPITULO V

LA LEGISLACION FISCAL Y AMBIENTAL Y LA FALTA DE INCENTIVOS

5.1 IMPUESTO AL VALOR AGREGADO

El Impuesto al Valor Agregado (IVA), se creó en Guatemala el 11 de julio de 1983, fecha en que se publicó en el Diario Oficial el Decreto Ley 72-83; vigente el 1 de agosto de 1983, el cual fué derogado por el Decreto Ley 97-84, vigente desde el 01 de octubre de 1984 hasta el 30 de Junio de 1992. Posteriormente sustituido por el Decreto 27-92 del Congreso de la República, publicado el 8 de mayo de 1992 y es el que desde el 1 de julio de 1992 se encuentra vigente.

El Decreto Ley 72-83, dió origen a una serie de conflictos fiscales, en lo relativo al Impuesto al Valor agregado, ya que La Ley de Hidrocarburos en su artículo 35, penúltimo párrafo, expresa " El valor de los servicios no personales prestados por los contratistas al Estado, no está sujeto al pago del impuesto sobre el Valor Agregado, quedando obligados a inscribirse como declarantes de dicho impuesto a efecto de gozar del crédito fiscal a que se refiere el artículo 24 del Decreto 72-83". Por otro lado el Ministerio de Finanzas Públicas, señalaba que el pago del IVA, se consideraba crédito fiscal, siempre y cuando formaran parte del proceso productivo.

Recordemos que las compañías petroleras desarrollan actividades diversas y su proceso productivo no debía verse desde el punto de vista que señalaba el Ministerio de Finanzas; pues su proceso productivo convergía en la actividad de exploración y/o explotación.

El Decreto 27-92, expresa que para gozar del crédito fiscal por los diversos gastos efectuados, éstos deberán guardar relación con la actividad económica del contribuyente (antes declarante).

La Ley del IVA, tiene conceptos de Débito y Crédito fiscal afectados por cualquier tipo de transacción comercial que se celebre.

En lo que corresponde a la actividad petrolera exploratoria, el crédito fiscal siempre será el mayor, en razón de no existir producción alguna que dé origen a ventas y ello genere el Débito fiscal, (con excepciones tales como: ventas de materiales o bienes propiedad de la empresa contratista).

Haciendo un breve análisis del Impuesto al Valor Agregado y sus repercusiones en la exploración y explotación de hidrocarburos, se puede señalar que esta ley, aunque generalizada en la mayoría de países, no favorece los planes de inversión de compañías extranjeras en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, ya que incrementa en un 7% el monto de inversión que se desee realizar. Que la Ley fija un reembolso del mismo, es cierto, pero ¿Qué tiempo es necesario para ello? y ¿En qué forma se podrá recuperar?; pues es común hacer tal reembolso en bonos o vales redimibles a largo plazo.

Los desembolsos que tienen que realizarse para desarrollar las actividades exploratorias, arrojan cifras millonarias, y si a esas cifras les calculamos el 7%, nos dará una cifra significativa que bien podría ser utilizada en ampliar las actividades exploratorias.

5.2 IMPUESTO SOBRE LA RENTA

Una compañía petrolera, previo a iniciar operaciones en un país, realiza un análisis económico de los impuestos a pagar en el país donde operará, a efecto de determinar los ingresos netos que obtendrá; además la casa matriz analizará los impuestos a pagar en su país de origen pues en todo caso ello se reflejará en sus estados financieros.

Los Gobiernos han establecido el impuesto sobre la renta a aplicarse a las empresas dedicadas a la exploración y explotación en la forma siguiente:

- a) Especial de aplicación específica
- b) Corporativo de aplicación general
- c) Corporativo de aplicación general, más impuesto especial.

Las reglas para la determinación del impuesto así como su magnitud, están contenidas en la legislación impositiva de aplicación general, en la propia ley que regula la actividad petrolera o bien en leyes especiales complementarias. La magnitud del impuesto ha sido variable, dependiendo de que si su aplicación es general o específica.

En algunos casos, la tasa es variable en forma ascendente, relacionando la misma a la tasa de producción de petróleo, al período de recuperación de la inversión o al monto de la renta neta de la empresa.

Una compañía petrolera que opere a través de una representación o de una organización permanente en otro país puede cargar, en casi todos los casos, para propósitos del cálculo del impuesto sobre la renta, en su país de origen, los impuestos pagados en el país anfitrión; aunque algunas empresas petroleras han tenido problemas en sus países de origen, para obtener la deducibilidad del pago del impuesto sobre la renta del país donde realizan sus operaciones.

Esta situación es la que comunmente se conoce como doble tributación, la cual ha sido corregida regularmente, por los países anfitriones modificando su legislación o bien adoptando nuevos tipos de contratos, según sea necesario.

Esta situación da como resultado que los países anfitriones deben tomar muy en cuenta el tratamiento impositivo que reciben las compañías petroleras extranjeras, pues el resultado de esas regulaciones pueden traducirse en que la actividad petrolera se vea reducida, afectando los objetivos exploratorios del país.

En 1976 el Servicio de Rentas Internas (IRS) de EEUU, establece una serie de normas para el reconocimiento del impuesto sobre la renta, entre ellas que no fuera

determinado sobre la base de una renta neta real, los arreglos económicos de muchos países fueron modificados, de manera de permanecer dentro de los lugares donde era atractivo operar.

Algunos países reaccionaron rápidamente tal es el caso de Indonesia (1978), Filipinas (1976), Malasia (1976) y Angola (1976). Otros países lo hicieron más lentamente con los efectos negativos correspondientes, tal es el caso de Guatemala, que para poder corregir esa situación se vió obligada a modificar su legislación (Ley de Régimen Petrolero de la Nación, Decreto 96-75).

Entre los requisitos establecidos por el IRS de EEUU para que un impuesto sobre la renta pagado en un país anfitrión, por una compañía petrolera, sea aceptado como acreditable, en forma resumida tenemos los siguientes:

- a) Que el impuesto sea de aplicación general;
- b) Que la renta bruta sea determinada en base a los precios reales del mercado;
- c) Que el impuesto haya sido realmente pagado; y
- d) Que las operaciones de exploración y explotación no tengan un tratamiento especial en el caso del impuesto sobre la renta.

El Artículo 34 de la Ley de Hidrocarburos (Decreto Ley 109-83) establece que toda compañía petrolera (Contratista) que ejecute operaciones petroleras de exploración y/o explotación en Guatemala esta afecta a la Ley de Impuesto Sobre la Renta, por lo que las disposiciones que contiene dicha Ley del Impuesto Sobre la Renta (Decreto 59-87, sustituido por el Decreto 26-92) le son aplicables.

Es de singular importancia observar que los cálculos necesarios para la determinación de dicho impuesto se realizarán en dólares de los Estados Unidos de América.

Establece además, que la determinación de la renta bruta del contratista se hará en base del valor total de los ingresos obtenidos de las operaciones petroleras, incluyéndose los montos que perciba en el período declarado, en base al contrato, como "Costos Recuperables".

No forman parte del ingreso bruto del contratista el monto de las regalías y/o participaciones que le sean entregadas en efectivo o en especie al Estado, así mismo dichos montos no se consideran como pagos anticipados del impuesto sobre la renta, aclaración que se hace tomando en consideración que en otros países el arreglo económico si permite tal práctica.

La ley fija que, para los efectos del contrato, hay que calcular un precio para establecer el valor de la producción neta de hidrocarburos, pero el contratista puede venderlos a un precio diferente, por lo que, se faculta a La Dirección General de Rentas Internas para determinar mediante investigación de los precios de los hidrocarburos comercializados, la pérdida fiscal o la renta imponible del contratista.

La Ley del Impuesto Sobre la Renta, Decreto 26-92 en el Artículo 42 Explotación Petrolera, y anteriormente en el Decreto 59-87, en el Artículo 38. Principios Generales, señala:

"Los contribuyentes que obtengan rentas provenientes de la explotación petrolera, establecerán su renta neta con sujeción a las normas especiales previstas en la Ley de Hidrocarburos Decreto Ley No. 109-83. En consecuencia, las normas de la presente Ley se aplicarán con carácter supletorio."

Para la determinación de la renta del contratista, se deberá tomar en consideración lo siguiente:

5.2.1 Depreciaciones de Inversiones

El contratista puede deducir, cada año, el 100% de las inversiones realizadas, es decir que no le son aplicables los porcentajes parciales de depreciación.

Todos los costos y gastos de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos atribuibles al área de contrato, debidamente aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, se considera como un costo de servicios prestados.

El contratista puede deducir las inversiones que realice en la campaña exploratoria, es decir lo que gaste en exploración indirecta y directa, por lo que se incluye las inversiones de los pozos exploratorios que resulten secos (es decir aquellos que no descubran hidrocarburos).

Cuando en un período impositivo, las deducciones excedan del ingreso bruto, tales excedentes acumulados serán deducidos de los ingresos que obtengan el contratista, en los períodos de imposición subsiguientes, hasta su completa utilización. Esto es razonable si se toma en consideración que puede darse el caso que un contratista descubra hidrocarburos en cantidades comerciales hasta el sexto año de contrato y que luego necesite varios años adicionales para iniciar la explotación del descubrimiento y hasta en ese momento comenzará a obtener ingresos que le permitan recuperar sus inversiones. Es decir, las pérdidas netas dentro de un período de imposición, podrán diferirse a los períodos subsiguientes, sin ningún límite de tiempo.

En el caso particular de los contratistas del contrato 1-85, en el Contrato de Modificación del Contrato de Conversión, aprobado por Acuerdo Gubernativo número 68-86 del 13 de enero de 1986, se adiciona a la Cláusula Vigésima Tercera del contrato el numeral 23.4, donde se acuerda que, para los efectos del Impuesto Sobre la Renta, las pérdidas acumuladas a la fecha de conversión que no hubieren sido amortizadas por el contratista en los ejercicios contables anteriores a dicha fecha de conversión, podrán, de conformidad con lo que establece el artículo 12 del Reglamento para la Aplicación del Régimen Tributario de la Ley de Hidrocarburos, continuar amortizándose de conformidad con la Ley de Impuesto Sobre la Renta. Dichas pérdidas acumuladas se expresarán, determinarán y liquidarán en dólares.

5.2.2 Inaplicabilidad del factor Agotamiento

No será aplicable ninguna deducción por factor agotamiento del yacimiento, inclusive, las depreciaciones y amortizaciones que compensan el desgaste, envejecimiento, deterioro o agotamiento de los bienes y la amortización que se

permite en las explotaciones de canteras u otros bienes que implican un consumo de la substancia productora de la renta, que en este caso serían los hidrocarburos.

A continuación se presenta un resumen de los porcentajes, que las distintas leyes del Impuesto Sobre la Renta han fijado:

DECRETO LEY NUMERO 229

	Renta Imponible (RI)	Tasa del Impuesto
Hasta	5,000.00	5.0%
	5,000.00 < RI < 18,000.00	11.3%
	18,000.00 < RI < 57,000.00	24.0%
	57,000.00 < RI < 1,920,000.00	30.0%
	RI > 1,920,000.00	42.0%

DECRETO NUMERO 59-87 DEL CONGRESO DE LA REPUBLICA

	Renta Imponible (RI)	Tasa del Impuesto
Hasta	30,000.00	12%
	30,000 < RI < 60,000.00	22%
	RI > 60,000.00	34%

DECRETO NUMERO 26-92 DEL CONGRESO DE LA REPUBLICA

	Renta Imponible (RI)	Tasa de Impuesto
De Q. 0.01 En adelante		25%

... 15 ...
... edad ...
... 15 ...

5.3 EXONERACIONES / INCENTIVOS

5.3.1 Importaciones

Los contratistas y subcontratistas de servicios petroleros podrán ingresar al país los materiales que requieran para sus operaciones petroleras que no sean producidos en el país o que no sean de la calidad necesaria, en la siguiente forma:

- a) Importación Libre de Derechos de Aduana y demás conexos, incluyendo los derechos consulares e IVA, sobre la importación de materiales fungibles o sobre la importación de maquinaria, equipo, repuestos y accesorios para uso o consumo definitivo en el país o que el bien permanezca por lo menos cinco años; después de los cuales ya podrá ser enajenado.
- b) Otra forma de exoneración, es la de Régimen de Suspensión Temporal, sin caución alguna de derechos de aduana y demás gravámenes, incluyendo los derechos consulares e IVA, sobre la maquinaria, equipo y accesorios.

El Ministerio de Energía y Minas, contemplará que tipo de materiales, equipo, repuestos y accesorios califican para ser exonerados y con ello el Ministerio de Finanzas autorize la correspondiente importación.

Un contratista podrá vender los bienes que se ingresaron al país libre de impuestos, sin perjuicio alguno de impuestos, siempre y cuando el adquirente sea otro contratista o subcontratista y goce de similar franquicia.

De igual manera que se ingresaron los materiales y demás bienes, los contratistas podrán reexportar sin cargo alguno, con excepción de aquellos materiales cuyo costo ya hubiere sido recuperado de acuerdo a la distribución de la producción.

5.3.2 Excenciones de Impuestos Sobre Remesas

Los contratistas que suscriban contratos de exploración y/o explotación y de sistemas estacionarios de transporte de hidrocarburos (oleoductos y/o gasoductos), están exentos de cualquier impuesto sobre los dividendos, participaciones y utilidades que el contratista remese al exterior como pago a sus accionistas o socios, así como las remesas en efectivo y/o en especie (embarques de petróleo crudo) y los créditos contables que efectúen a sus casas matrices.

Se establece la facultad, para efectuar pagos en el extranjero por obligaciones derivadas del contrato sin el ingreso previo de esas divisas al país.

5.4 PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

A partir de la primera conferencia mundial sobre el medio ambiente en Estocolmo en 1972, hubo una considerable sensibilización de la opinión pública y de la conciencia de la población con respecto a los problemas del medio ambiente.

Muy pocos países hasta hace algunos años, habían formado algún tipo de organismo que velara por la preservación del medio ambiente. Hoy día, esta medida de preservación ha cobrado mayor auge, aún en los países en vías de desarrollo.

El alza de los precios del petróleo en los años 70, dió origen a hechos particulares, tales como: una afanosa búsqueda de hidrocarburos en el mundo entero por parte de los países industrializados. Por otro lado, para los países en vías de desarrollo, representó un duro golpe a su economía, por la forma y celeridad con que se reajustaron los precios de los energéticos y con ello su balanza de pagos.

Las situaciones anteriores justificaban la inversión de compañías en países que ofrecieran posibilidades de exploración y explotación de petróleo. ¿Qué medidas ambientales se deberían tomar en cuenta?, a decir verdad muy pocas o casi ninguna; la búsqueda de petróleo justificaba los medios.

Muchos países, entre ellos el nuestro, no les importaba en ese entonces la preservación del medio ambiente, quizá más adelante se tendría que pensar en ello, para ese momento el objetivo primordial se veía plasmado en convertirse en un país rico en hidrocarburos, o al menos ser autosuficiente.

No fue, sino con el Decreto 68-86 del Congreso del Congreso de la República que se crea la Ley de Protección y Mejora del Medio Ambiente.
Para los efectos de esta Ley, el medio ambiente comprende los siguientes sistemas:

- a) Atmosférico (aire)
- b) Hídrico (agua)
- c) Lítico (rocas y minerales)
- d) Edáfico (suelos)
- e) Biótico (animales y plantas)
- f) Control de contaminación visual y audial
- g) Y los recursos culturales.

Entre los objetivos de esta Ley, se mencionan:

- a) La protección, conservación y mejoramiento de los recursos naturales; así como la prevención del deterioro y mal uso o destrucción de los mismos.
- b) El diseño de la política ambiental.
- c) La creación de incentivos y estímulos para fomentar la protección y restauramiento del medio ambiente.
- d) El uso integral y manejo racional de las cuencas y sistemas hídricos.

- e) La promoción de tecnología apropiada y aprovechamiento de fuentes limpias para obtención de energía.
- e) Salvar y restaurar aquellas especies que se encuentren amenazadas o en peligro de extinción. Y otras tantas más que por espacio hay que obviar.

El órgano encargado de velar por la aplicación de la Ley, es La Comisión Nacional del Medio Ambiente, la que se integra así:

Un coordinador, el cual es nombrado por el Presidente de la República.

Un consejo técnico asesor que se integra con diez miembros, un delegado titular y un suplente de las siguientes instituciones:

De la secretaría de Planificación Económica

Del Sector Público Agrícola

Del Ministerio de Desarrollo

Del Ministerio de Educación

Del Ministerio de Salud Pública

Del Ministerio de la Defensa

Del CACIF

De las Asociaciones de Periodistas de Guatemala

De la Universidad de San Carlos de Guatemala

Y de las Universidades Privadas del País.

Existen otras leyes que al igual que la Ley de Protección del Medio Ambiente, tienen como objetivo primordial la preservación de los ecosistemas y entre ellas se encuentran:

- a) Ley de Areas Protegidas Decreto Número 4-89 del Congreso de la República.
- b) Convenio Sobre Protección del Medio Marino "Gran Caribe" Decreto Número 32-89.
- c) Acuerdo entre Guatemala y Naciones Unidas para Exploración de Recursos Naturales, Decreto Número 37-89.
- d) Ley Forestal, Decreto Número 70-89 del Congreso de la República.

- e) Area Protegida la Reserva Maya, Departamento de El Petén, Decreto Número 5-90.

En 1989 la compañía Esso Exploration, signataria del Contrato de Exploración y Explotación 3-85 autorizado por el Ministerio de Energía y Minas, se vió imposibilitada de perforar un pozo dentro de los límites del parque y sitio arqueológico de El Ceibal, Sayaxche, El Petén.

El Punto Resolutivo No. 21-89 de El Congreso de La República "Protección para el Parque El Ceibal El Petén, emitido el 27 de junio de 1989 puso fin a esa actividad exploratoria de la compañía Esso Exploration, renunciando al contrato, en virtud del peligro que representaba la existencia de 43 edificios prehispánicos entre templos, pirámides, plataformas, así como objetos arqueológicos de cerámica, piedra, hueso y otros materiales.

En razón de hechos como el anterior, se emitió el Acuerdo Gubernativo Número 55-92, que acordó:

Que conjuntamente con los programas de Exploración y/o Explotación, se deberá presentar:

- a) Estudio de Impacto Ambiental; este estudio deberá ser realizado por técnicos en la materia y posteriormente evaluado y aprobado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) y el Consejo de Nacional de Areas Protegidas (CONAP)
- b) Estudio sobre las Areas Arqueológicas; previo a iniciarse cualquier trabajo de exploración o explotación deberá realizarse un estudio de evaluación de las áreas arqueológicas existentes en el área de trabajo dentro de los bloques a que haga referencia el contrato.

Queda por demás claro que los costos y gastos para dichos estudios corren por cuenta del Contratista y por el hecho de realizarse previo a la firma del contrato de exploración o explotación, dichos costos no son considerados recuperables.

El Acuerdo Gubernativo Número 55-92 especifica que en las Areas Núcleo de las Areas Protegidas, Parques Nacionales, Biotopos y sitios Arqueológicos no podrán realizarse trabajos de Exploración y/o Explotación.

Vale mencionar que El Consejo Nacional de Areas Protegidas (CONAP), está integrado por:

- Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)
- Dirección General de Bosques y Vida Silvestre (DIGEBOS)
- Instituto Guatemalteco de Turismo (INGUAT)
- Centro de Estudios Conservacionistas (CECON/USAC)
- Instituto Nacional de Transformación Agraria (INTA)
- Oficina de Control de Areas de Reserva de la Nación (ANAM)

- Asociación de Amigos del Bosque
- Consejo Técnico de Educación
- Asociación Defensores de la Naturaleza
- Consejo Nacional de Desarrollo Urbano y Rural
- Un delegado del Comité de Asociaciones Agrícolas Comerciales, Industriales y Financieras (CACIF)
- Un delegado de las asociaciones no gubernamentales conservacionistas de la naturaleza que se creen en el futuro y registradas en el CONAP.

Haciendo una síntesis de lo tratado en La Legislación Fiscal y Ambiental y la Falta de Incentivos, se puede decir lo siguiente:

- Existe discordancia en la legislación fiscal y El Decreto Ley 109-83, lo cual trae como consecuencia que la inversión exploratoria no goce de mayores incentivos, sino por el contrario deba de efectuar grandes desembolsos en concepto de impuestos, como es el caso del Impuesto al Valor Agregado.
- La existencia de sitios arqueológicos en áreas potencialmente interesantes para la exploración petrolera y la preservación del medio ambiente como tema de actualidad, limitan el interés que cualquier compañía pueda mostrar en invertir en Guatemala, sabedores que ello representa una mayor inversión y un riesgo más en la obtención de la firma del contrato y con ello la exploración.

CAPITULO VI

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES QUE DESARROLLA UNA EMPRESA PETROLERA EXTRANJERA EN GUATEMALA

Este capítulo presenta en una forma cronográfica las actividades que toda empresa extranjera realiza en Guatemala, con el objetivo de poder operar un contrato de exploración y/o explotación.

Se fija un tiempo aproximado para cada una de las actividades, el cual ha sido determinado de acuerdo a la realidad y a experiencias en cada una de sus fases.

Para una mejor comprensión del desarrollo de las distintas actividades, el cronograma, ha sido dividido en tres categorías, así:

6.1 Actividades Administrativas

Estas actividades dan inicio desde el momento que una compañía extranjera muestra su interés de invertir en Guatemala y por ende debe cumplir con las formalidades de ley.

El tiempo que transcurre desde que se inicia la gestión para participar en una licitación de áreas de exploración y explotación que ofrece el Ministerio de Energía y Minas, hasta la firma del contrato, es de aproximadamente un año y medio como mínimo.

6.2 Actividades Exploratorias:

Dentro de estas actividades encontramos todos aquellos trabajos o estudios que se desarrollen en el campo o bien en la ciudad y cuyo objetivo final es el descubrimiento y explotación de hidrocarburos.

En este tipo de actividades la compañía contratista tiene mayor control del tiempo, fijándose un cronograma que ofrece pocas variantes.

Dentro de estas actividades exploratorias y de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos Decreto 109-83 y al contrato suscrito, existe un cronograma que muestra las actividades obligatorias y optativas, de las cuales, dependiendo del resultado de las mismas, podrá continuarse o no con las operaciones.

6.3 Actividades de Cierre o Abandono de Operaciones.

El cierre de actividades de un contrato de exploración y/o explotación, sea por la causa que fuere, conlleva un período de tiempo poco previsible pero superior al utilizado en las actividades administrativas.

Esto se debe a las demandas de cada una de las instituciones con las que se tiene relación y a los trámites engorrosos, obviamente necesarios para obtener los finiquitos en cada uno de los distintos sectores gubernamentales que fiscalizan o regulan las actividades exploratorias.

Como ejemplo de lo anteriormente dicho, tenemos el caso de la compañía Elf Aquitaine, quien habiendo cedido los derechos de su Contrato 1-80 en 1984, a la fecha no ha obtenido el finiquito correspondiente para su retiro del país.

A continuación se muestran los cronogramas siguientes:

- Cronograma de Actividades Administrativas.
- Cronograma de Actividades Exploratorias.
- Cronograma de Actividades Obligatorias y Optativas.
- Cronograma de Actividades de Cierre o Abandono de Operaciones.

Cronograma de Actividades Exploratorias

Actividades Exploratorias	1993				1994				1995				1996				1997				1998				1999	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1 Estudios Geológicos: *Previo a participar en la licitación de las áreas se harán estudios preliminares y se investigará sobre las áreas que se ofrecen y sus estructuras. *Posterior a la firma del contrato, se complementarán los estudios geológicos de las distintas estructuras, para determinar en que área se realizará la sísmica.	6 meses																									
2 Estudios y trabajos sísmicos de las áreas que de acuerdo a los estudios geológicos, es necesario evaluar por medio de los registros sísmicos.			1 año																							
3 Procesamiento e interpretación de los resultados que se obtengan con los trabajos sísmicos.					1 año																					
4 De acuerdo a la interpretación sísmica y a sus resultados, se deberá evaluar, si vale la pena o no, perforar en esa área; o por el contrario, es necesario continuar los trabajos de sísmica.									1 año																	
5 Se toma la decisión de perforar un pozo exploratorio.														3 meses												
6 Si los resultados de la perforación del pozo son favorables, deberán de perforarse otros pozos, que serán llamados pozos de desarrollo, los cuales tendrán como objetivo el explotar (extraer) los hidrocarburos encontrados.																1 año										
7 Se realiza la gestión correspondiente ante el Ministerio de Energía y Minas, para que el área donde se hallaron hidrocarburos, una vez evaluada sea declarada área comercial.																		6 meses								
8 Se gestiona la forma en que se transportará y comercializará el crudo; para lo cual deberá crearse un contrato que regule específicamente estas actividades.																					1.5 años (mínimo)					

Si desviamos un momento nuestra atención hacia los costos que conllevan éstas actividades; diremos que haciendo una estimación de los mismos, resulta oneroso para la compañía inversionista simplemente el poder firmar el contrato de exploración. Entre los principales costos mínimos durante este tiempo (18 meses aproximadamente) tendremos:

Costos y Gastos Administrativos		Q 1,105,500.00
<u>Sueldos y Prestaciones Laborales</u>		Q 528,300.00
Gerente, (Q. 12000.00 x 12 x 1.5)	Q	216,000.00
Contador, (Q. 5000.00 x 12 x 1.5)		90,000.00
Secretaría,(Q. 2500.00 x 12 x 1.5)		45,000.00
Mensajero (Q. 1200.00 x 12 x 1.5)		21,600.00
Prestaciones laborales 41.79% S/sueldos (Aguinaldo, bono Dec. 42-92, IGSS, vacaciones, indemnización)		<u>155,700.00</u>
<u>Renta de Oficina</u> (\$ 2800.00 X Q 5.50 X 18 Meses)		277,200.00
<u>Honorarios del Notario por escrituración y asesoría</u>		150,000.00
<u>Gastos Generales</u> Papelería, Tel.,vehículo, mantenimiento Ofna.)		<u>150,000.00</u>
Estudio de Impacto ambiental y Estudio sobre Areas Arqueológicas (\$ 45,000.00 x Q. 5.50)		275,000.00
Pago de derechos por firma y suscripción del Contrato (\$ 100,000.00 x Q. 5.50)		550,000.00
Publicación en el diario oficial y en dos diarios de mayor circulación en el país		<u>120,000.00</u>
Suma de Costos y Gastos Administrativos		Q2,050,500.00
Si a la anterior suma adicionamos:		
Costos preliminares por evaluacion y estudios del área que se solicitará para explorar y/o explotar (\$ 150,000.00 x Q. 5.50)		<u>825,000.00</u>
TOTAL		Q2,875,500.00

Al analizar los anteriores costos, concluiremos que la suma desembolsada es sumamente alta, tomando en cuenta que hasta ese momento no se ha invertido ni un solo centavo en la actividad exploratoria propiamente dicha.

Llama poderosamente la atención que del total de costos efectuados hasta la firma del contrato, estos no sean reconocidos como Costos Recuperables.

CONCLUSIONES

Las razones que han motivado la falta de interés para la inversión extranjera en Guatemala son naturales, socio-políticas, financieras, legales y fiscales. Después del análisis de las actividades que desarrollan los participantes en un Contrato de Exploración y Explotación, siendo estos el Gobierno de la República por intermedio del Ministerio de Energía y Minas y la compañías extranjeras que actúan como Contratistas petroleras; se llegó a las siguientes conclusiones:

- 1) El espíritu de la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83; emitida en septiembre de ese año, buscaba atraer la inversión extranjera para la exploración y explotación de hidrocarburos. Dicha ley al principio cumplió este objetivo, pero existen a la fecha dos factores que han incidido en la pérdida del mismo:
 - a) Los desalentadores resultados de la exploración al amparo de dicha ley; y
 - b) La obsolescencia en que han caído algunos de los conceptos que son determinantes para la estimulación de la inversión extranjera.
- 2) Las obligaciones en los contratos de exploración evidencian la presión del Estado para la realización de inversiones, aún sabiendo que los riesgos pueden motivar que dicha inversión nunca sea recuperada.
- 3) La información disponible de las estructuras geológicas de las áreas probables no es suficiente, los datos existentes son muy antiguos en algunos casos, y su actualización o ampliación significa una fuerte erogación para el inversionista.

- 4) La producción actual es de 250,000 barriles al mes, con un promedio de 23 grados API, procedente de las áreas de los Contratos 1 y 2-85. La limitada producción se debe al tipo de estructuras geológicas en que se encuentran los campos correspondientes a dichos contratos.

Las principales compañías petroleras son atraídas por los países que poseen grandes descubrimientos, pues el alto riesgo del negocio demanda una mayor expectativa de posibilidades. El interés no está encaminado solo al descubrimiento de petróleo, sino en el volumen de producción y en el grado de dificultad que representa su extracción, debido a que en algunos casos el costo de producción puede ser alto y no representar rentabilidad alguna.

- 5) La Ley de Hidrocarburos establece en su modelo de contrato que todos los costos pre-operativos no son recuperables. En el Capítulo VI se hizo un ejercicio que demuestra lo oneroso que resultan dichos costos, los cuales podrían alcanzar un monto aproximado de 2 millones de quetzales; esto sin garantizar la firma del contrato y la realización de la exploración.
- 6) El tipo de negocio que representa la exploración y explotación de hidrocarburos, hace difícil en principio poder utilizar razones financieras para evaluar la rentabilidad. Sin embargo, una vez realizado un descubrimiento y evaluadas las reservas, si se pueden realizar cálculos que permitan establecer la rentabilidad de la inversión.
- 7) La fiscalización que el estado realiza para determinar la recuperabilidad de los costos, es permanente y su alcance representa el 100% de las operaciones efectuadas. Sin embargo, dicha fiscalización solo se limita a la calificación de la recuperabilidad o no de los gastos, sin hacer mayor aporte para contribuir a la gestión del negocio.

8) Las compras de bienes y servicios que realizan las empresas petroleras están afectas al Impuesto al Valor Agregado, aunque de acuerdo con el Reglamento para la Aplicación del Régimen Tributario de la Ley de Hidrocarburos, las actividades realizadas por los contratistas, relacionadas con los contratos de operaciones petroleras de exploración y/o explotación de hidrocarburos, constituyen servicios no personales prestados al estado; por consiguiente, los contratistas tienen derecho a que se les reconozca el crédito fiscal. Con la Ley del Impuesto al Valor Agregado vigente la recuperación del crédito es trimestral y a opción del contribuyente recuperable en efectivo; pero con la Ley vigente al 30 de junio de 1992, se acumularon créditos por cantidades millonarias por las altas inversiones realizadas en la fase exploratoria, los cuales todavía están pendientes de devolución por medio de vales fiscales.

9) La preservación del medio ambiente como tema actual de interés mundial, ha limitado la exploración en áreas que potencialmente podrían ser de interés. Aunque las técnicas modernas de exploración garantizan las medidas preventivas para minimizar el impacto ambiental, prevalece la desconfianza o falta de credibilidad por parte de las organizaciones ambientalistas gubernamentales y no gubernamentales, lo que provoca manifestaciones negativas o contrarias a la industrialización de ciertas áreas sensibles.

Como parte de las limitaciones que provee el medio ambiente en la exploración petrolera, debe tomarse en cuenta la existencia de los sitios arqueológicos del país; los cuales están justamente concentrados en áreas potencialmente exploratorias.

10) La realidad socio-política que vive Guatemala desde hace treinta años ha contribuido a la desestimulación para la inversión en el país, debido a que las áreas de conflicto armado coinciden en muchos casos con las áreas exploratorias.

- 11) Las condiciones políticas del país no estimulan la inversión extranjera, los constantes cambios en el gobierno y en las leyes disminuyen las posibilidades de inversión, porque la actividad de exploración por sí sola implica un riesgo como para que las compañías se decidan a tomar riesgos adicionales derivados de situaciones políticas y legales.

- 12) El desconocimiento de las leyes, reglamentos y contratos, en adición a la desinformación que se recibe de los medios de comunicación y de ciertos grupos o entidades, provee el ambiente para la emisión de juicios negativos sobre las actividades petroleras, los que vienen en perjuicio del incremento en la inversión extranjera.

RECOMENDACIONES

Teniendo como marco de referencia las conclusiones citadas anteriormente, se presentan a continuación una serie de recomendaciones, cuyo objetivo es el de tratar de colaborar en mínima forma en el desarrollo económico de nuestro país. Una vez más, se aclara que los puntos de vista tomados como base en las conclusiones y recomendaciones, son producto de un análisis imparcial.

- 1) Como en todo negocio, una vez que el propietario se percató que el producto o servicio no tiene la demanda deseada, empieza a preguntarse ¿ Por qué el cliente no consume?, ¿ En qué se está fallando? o bien ¿ Qué es lo que el cliente desea?. En razón de este tipo de realidades y cuestionamientos, vale la pena que el Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas se formule las anteriores preguntas e inicie un análisis de la actual legislación petrolera y de los modelos de contrato de participación en la producción.

Se recomienda que el análisis sea hecho de manera conjunta con los actuales contratistas que operan en el país, los diversos ministerios y entidades que se vinculan a las actividades exploratorias; ya que de tal evaluación se lograrían grandes beneficios futuros.

- 2) Toda actividad exploratoria implica alto riesgo y costos elevados, por ello se recomienda que dentro del análisis que se pueda efectuar de la legislación petrolera vigente, se tome en cuenta que en la etapa exploratoria debe de brindarse la mayor consideración posible al contratista, guardando para la fase de producción los cargos obligatorios, tasas, impuestos y demás, pues una vez que el contratista ha iniciado la producción de hidrocarburos, la situación se torna distinta, porque ya empieza a tener ingresos y a partir de ese momento puede tener mayor capacidad de pago.

- 3) Se recomienda que en caso se establezca algún cargo por el derecho de exploración, un porcentaje de este pago sea canalizado hacia el departamento de la república al cual pertenezca el área de contrato y de esa manera se beneficie y desarrolle dicha área.

••

••

- 4) Las recomendaciones aplicables al orden natural, se circunscriben a tratar de evitar la disgregación de grupos ambientalistas, para que los diversos estudios y actividades que se realicen en la preservación del medio ambiente y de sitios arqueológicos, estén en concordancia con los objetivos del Ministerio de Energía y Minas al ofrecer áreas para exploración.

Se debe tratar de igual manera, de informar constantemente a la población, cuáles son las actividades exploratorias que se realizan y que procedimientos se emplean para mitigar el impacto ambiental. De esta forma, se evitará que grupos adversen las actividades exploratorias y emitan juicios alejados de la verdad.

Las entidades ambientalistas tendrán que mantener claros sus objetivos, sin que con ello se detenga el proceso de desarrollo económico que debe vivir el país.

- 5) Dentro de las recomendaciones aplicables al aspecto de la fiscalización puede considerarse:

- a) Evitar que las distintas dependencias gubernamentales realicen sus actividades en forma por demás engorrosa. Todo lo contrario, deberá hacerse conciencia en los involucrados que toda demora y obstaculización injustificada lesiona no solamente al contratista, sino al mismo Estado como socio del contrato de exploración y/o explotación.

b) Que la fiscalización a través de sus diversos organismos, no actúe en forma pasiva, sino preste la asesoría necesaria, para que el negocio de la exploración y explotación marche de la mejor forma posible y ambos socios se beneficien.

6) En materia impositiva las recomendaciones van referidas esencialmente a:

a) Exonerar a las compañías contratistas del pago del impuesto al valor agregado (IVA), especialmente en la fase exploratoria, ya que los costos son enormes y el crédito fiscal que el Ministerio de Finanzas retiene reduce la capacidad de inversión.

b) Que en toda modificación fiscal que se realice, se tengan presentes las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la relación que pueda afectar directa o indirectamente a las mismas. Las aclaraciones correspondientes evitarán que existan interpretaciones equívocas de las leyes.

7) Para concluir, se recomienda que el Estado suscriba contratos de exploración y explotación en pequeñas áreas, por cortos períodos de tiempo, los cuales podrán ser ampliados a solicitud del contratista; de esta manera la compañía exploradora podrá invertir en forma más específica y no se verá obligada a tener que realizar enormes desembolsos.

La anterior recomendación tiene como fundamento la experiencia de algunas compañías que vinieron con las expectativas de descubrir enormes mantos petrolíferos, obligándose asimismo a cumplir con grandes compromisos. En la actualidad, muchas compañías conocen la realidad histórica de sus antecesoras y en base a la información de determinada estructura, se interesan por bloques pequeños, pues los resultados obtenidos en el pasado son fundamentales para determinar donde realizar las nuevas exploraciones, reduciendo ostensiblemente el riesgo y los costos.

BIBLIOGRAFIA

Alfonso Ochoa Rafizé (C.P.)

Contabilidad de Industrias Extractivos Minería y Petróleo.

Editorial U.T.E.A., Primera Edición.

México, 1980.

Donald M. Jones

Contabilidad Petrolera Básica y Operaciones Conjuntas ("Basic Petroleum Accounting and Joint Interest Operations")

Instituto de Desarrollo Profesional

Universidad de Texas del Norte

Texas, 1981.

John C. Norton/Donald A. Rowe

Accounting and Auditing Guide for United Kingdom Oil and Gas Exploration and Production

The Institute of Chartered Accountants

London, 1978.

Horace R. Brock/John P. Klingstedt

Petroleum Accounting I, II, III

S.P.A. Texas. Edition 1986.

Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Production Companies

F.A.S.B. 19

Hood, A. Gutjahr, C.C. M. Heacock, R.L.

Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull 59 .

Contabilidad y Metodología de Auditoría para las Empresas Petroleras

Elf Aquitaine Guatemala

Curso, 1987.

Instituto Guatemalteco de Contadores Públicos y Auditores
Revista Auditoría y Finanzas No.45
Análisis Financiero en el Exploración y Producción de Petróleo
Guatemala, Mayo 1983.

Ley de Hidrocarburos y el Contrato de Participación en la Producción
Curso de Petróleos y Minas
Guatemala, Noviembre de 1986.

Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Hidrocarburos
Actualidad Petrolera No. 08 al 43.

Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear
Ley de Régimen Petrolero de la Nación y su Reglamentación
Guatemala, 1981.

Ministerio de Energía y Minas
Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley Número 109-83 y su reglamentación.

Ministerio de Energía y Minas
Modelo de Contrato de Participación en la producción y su Anexo Contable
Decretos Gubernativos 434-85 y 435-85.

Ley del Impuesto al Valor Agregado y su Reglamento
Decreto Ley Número 97-84 y Decreto Ley Número 27-92.

Ley del Impuesto sobre la Renta y su Reglamento
Decreto Ley Número 59-87 y Decreto Ley Número 26-92.

Ley de Areas Protegidas y su Reglamento
Decreto Número 4-89.

Academia Centrum Siglo XXI
El Medio Ambiente en la Legislación Guatemalteca
Guatemala, 1989.

Robert W. Johnson
"Financial Management"
Administración Financiera
Traducido por Alberto García/Humberto Márquez Gonzalez
Cia. Editorial Continental, S.A. "CECSA"
Décima Edición México, 1987

Gitman, Larrence J.
Fundamentos de Administración Financiera.
Editorial Harla
México, 1978

Gufa del Inversionista
Bolsa Nacional de Valores.

Cholvis, Francisco
Diccionario de Contabilidad
Librería el Atenero
Editorial Buenos Aires, 1986

Erick L. Kohler
Diccionario para Contadores
Union Tipográfica Editorial Hispano América
México 1988

Paton, W.A.
Manual de Contador
Editorial Hispano Americano
Mexico 1983

Grupo Editorial Océano
Diccionario de la Lengua Española
Ediciones Océano
España, 1989

Real Academia Española
Diccionario de la Lengua Española
Décimo Novena Edición, España, 1970