

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



XI Curso Superior de Seguridad Nacional y
Desarrollo

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

LAS REFORMAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS, SU
INCIDENCIA EN EL PRESENTE Y FUTURO ECONOMI-
CO DEL PAIS.

LCDO. IVAN TORRES PROAÑO

1983 - 1984

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES

CUERPO DE CURSANTES
XI CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL Y DESARROLLO
TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

LAS REFORMAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS. SU INCIDENCIA EN EL
PRESENTE Y FUTURO ECONOMICO DEL PAIS

LCDO. IVAN TORRES PROAÑO

AÑO 1983

INDICE

CONTENIDO	PAGINA
INTRODUCCIÓN	
 <u>CAPITULO I</u>	
<u>EVOLUCION HISTORICA DE LA LEGISLACION PETROLERA ECUATORIANA.</u>	1
A. <u>ETAPAS DE LA HISTORIA PETROLERA</u>	1
B. <u>LOS DIVERSOS SISTEMAS CONTRACTUALES</u>	2
1. SISTEMA DE CONCESION EN PROPIEDAD.....	2
2. SISTEMA DE ARRENDAMIENTO.....	3
3. SISTEMA DE CONCESION PROPIAMENTE DICHO...	5
C. <u>FORMAS CONTRACTUALES VIGENTES</u>	9
1. CONTRATOS DE ASOCIACION.....	10
2. CONTRATO DE OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS	14
3. COMPAÑIA DE ECONOMIA MIXTA.....	17
 <u>CAPITULO II</u>	
<u>CONTRATOS DE SERVICIOS</u>	21
A. <u>DEFINICIONES DEL CONTRATO DE SERVICIOS</u>	21
B. <u>NATURALEZA JURIDICA DE LOS CONTRATOS DE SERVICIO</u>	25
C. <u>EL MODELO ECUATORIANO DEL CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS</u>	27
1. COMENTARIOS Y/O CARACTERISTICAS ESENCIALES DE LAS BASES CONTRACTUALES.....	29
D. <u>CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL MODELO ECUATORIANO</u>	36
E. <u>LA NUEVA MODALIDAD: PRESTACION DE SERVICIOS PARA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS</u> .	37

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAGINA</u>
1. APRECIACION GENERAL	39
2. EL CONTRATO: SUS CARACTERISTICAS BASICAS	42
a. <u>Objeto</u>	42
b. <u>Partes</u>	43
c. <u>Extensión de las áreas</u>	44
d. <u>Recuperación de inversiones</u>	45
e. <u>Pago por los servicios</u>	45
f. <u>Aspectos Tributarios</u>	46
g. <u>Aspectos Económicos del Contrato</u>	47
3. INCENTIVOS FINANCIEROS CREADOS POR EL CON- TRATO PROPUESTO.....	48
a. <u>Inversionistas</u>	49
b. <u>El Gobierno del Ecuador</u>	51
c. <u>CEPE</u>	51
CONCLUSIONES	53

CAPITULO III

<u>LAS REFORMAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS</u>	55
A. <u>ANALISIS DE LAS REFORMAS PROPUESTAS</u>	59
1. LA CONSTITUCIONALIDAD DE LAS REFORMAS...	60
2. LA LEY 101.....	67
3. DISPOSICIONES GENERALES - TRANSITORIA Y FINAL.....	77
B. <u>LAS REFORMAS A LA LEY DEL IMPUESTO A LA RENTA (LEY 102)</u>	79
1. REGIMEN TRIBUTARIO.....	81
2. INGRESOS ESTATALES.....	82
3. REDISTRIBUCIÓN DE LAS RENTAS PETROLERAS.	85

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAGINA</u>
<u>CAPITULO IV</u>	
<u>INCIDENCIA DE LAS REFERIDAS REFORMAS EN EL PRESENTE Y FUTURO ECONOMICO DEL PAIS.....</u>	88
A. <u>LA CRISIS ECONOMICA MUNDIAL</u>	88
1. SITUACION ACTUAL DE LOS PAISES INDUS - TRIALIZADOS.....	89
2. APRECIACIONES FUTURAS.....	90
a. <u>Países Industrializados.....</u>	90
b. <u>Países subdesarrollados.....</u>	91
B. <u>SITUACION ACTUAL DEL ECUADOR.....</u>	92
1. LA ECONOMIA, PRINCIPALES CARACTERISTI- CAS DE SU EVOLUCION.....	92
2. CONSECUENCIAS DE LAS TENDENCIAS DE LA CRISIS PARA EL ECUADOR.....	97
C. <u>LA APERTURA DEL ECUADOR A LA INVERSION EX- TRANJERA.....</u>	100
1. LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO...	103
2. ORIENTACION FUTURA DE LAS INVERSIONES ENERGETICAS.....	105
3. ATRACTIVOS DEL MODELO ECUATORIANO.....	107
a. <u>Ventajas de orden económico.....</u>	108
b. <u>Ventajas de orden tributario.....</u>	108
c. <u>Las regalías.....</u>	109
d. <u>El cálculo del Impuesto a la Renta..</u>	110
e. <u>El interés exploratorio que ofrece - el Ecuador.</u>	111
f. <u>El saldo exportable: en dinero o en especie.....</u>	112
4. EL RIESGO POLITICO Y EL FUTURO DEL PAIS.....	112

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAGINA</u>
<u>CAPITULO V</u>	
<u>CONCLUSIONES</u>	117
<u>RECOMENDACIONES</u>	119
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	120
<u>ANEXOS</u>	122

INTRODUCCION

Como profesional del sector de hidrocarburos y en conocimiento de los diferentes temas que nos fueran puestos en conocimientos por el IAEN., para el desarrollo del Trabajo de Investigación, solicité se me permitiera analizar las últimas reformas a la Ley de Hidrocarburos que fueran realizadas mediante los Decretos Legislativos 101 y 102, y que tuvieron como objetivo introducir un nuevo modelo de contrato conocido como de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, así como su respectivo ordenamiento tributario.

En principio, no tenía un pleno conocimiento de la amplitud y profundidad de la temática, y elaboré un primer borrador del trabajo, que ha sufrido muchas variaciones conforme ha ido evolucionando la investigación de la temática propuesta. "Las Reformas a la Ley de Hidrocarburos. Su incidencia en el presente y futuro económico del país".

Como primer punto de referencia me remití, a la "evolución histórica de la legislación petrolera ecuatoriana", para comprender que del enfrentamiento de los intereses privados con los intereses del Estado, nacían los sistemas contractuales, y que estos respondían a la prevalencia de uno de ellos sobre el otro; para definitivamente en la actualidad reconocer que los intereses de las mayorías, priman sobre los intereses particulares.

En una segunda instancia, abordé la naturaleza jurídica de los contratos de servicio, su conceptualización y sus características, para comprender el modelo ecuatoriano por el cual se obliga a la persona jurídica que presta el servicio a realizar por su cuenta y riesgo todas las inversiones en el período de exploración y explotación, que es más conocida como "cláusula de riesgo" ya que únicamente cuando el prestador de servicios para exploración y explotación hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercial

mente explotables, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y al pago por sus servicios en función de las inversiones no amortizadas, dentro de los plazos que para el efecto se señalen. Pero lo más importante fue comprender que el verdadero valor y sentido de este sistema de contratación es que no se otorga derechos reales al contratista sobre las áreas ni sobre la producción de los hidrocarburos, áreas y producción de las que es propietario en su totalidad el Estado ecuatoriano.

En el tercer capítulo, analicé en detalle las reformas a la Ley de Hidrocarburos, deteniéndome en asuntos que han sido motivo de controversia, como la constitucionalidad de las reformas, para luego analizar el régimen especial de tributación acorde al nuevo modelo de contratación.

Finalmente, una vez que había progresado de esta manera, debía comprender como esta nueva modalidad se insertaba en las relaciones internacionales. Para el efecto debí recurrir al estudio de la crisis económica del sistema capitalista, donde el factor petróleo fue un elemento desencadenante. Al mismo tiempo tracé nuestra dependencia económica, características de la economía ecuatoriana y las consecuencias de las tendencias de la crisis para el Ecuador. Uní esta experiencia de investigación con lo anterior, y pude concluir que la recuperación del sistema capitalista tenía que hacerse entre otros, con el sacrificio de la materia prima-petróleo, pero que al mismo tiempo - como un efecto-resorte las compañías transnacionales si bien aseguraban su rentabilidad al mantener precios bajos para el crudo, arriesgarían su capital de inversión para mantener asegurado el aprovisionamiento del mismo en el corto y mediano plazo.

Por otro lado, la evolución crítica de las previsiones de la economía ecuatoriana a más de la falta de recursos financieros y técnicas para ser invertidos en el sector hidrocarburífero, nos quitaba autonomía. Así planteada la situación la apertura al capital de riesgo, tenía que darse, y el mismo fue materia del último análisis de este trabajo.

Se han establecido las respectivas conclusiones y recomendaciones, las mismas han sido fruto de una severa y sincera reflexión, quizás sirvan como el verdadero aporte de este esfuerzo de investigación y a su tiempo sean tomadas en cuenta.

C A P I T U L O I

CAPITULO I

EVOLUCION HISTORICA DE LA LEGISLACION PETROLERA ECUATORIANA

A nuestra historia petrolera la podemos resumir en dos grandes etapas partiendo del año de 1830. en la que nos proclamamos como República del Ecuador:

A. ETAPAS DE LA HISTORIA PETROLERA

1. Etapa de predominio de los intereses privados sobre los intereses del Estado, en la que encontramos a su vez tres períodos:

a. Desde 1830 hasta 1921 que lo podríamos definir como el de gestación o preliminar, en el cual el Estado concedía en propiedad las minas a los particulares que lo denunciaban, a condición de trabajarlas y explotarlas debidamente.

b. A partir de 1921 a 1937 que es el período de suscripción de contratos de arrendamiento por el cual el particular debía satisfacer un determinado pago por mantener dicho arrendamiento, debo señalar que ya no se concedía la propiedad de las minas sino que más bien es una figura de arrendamiento.

c. Desde 1937 hasta 1972 es el período de la celebración de contratos de concesión, figura específica de la materia petrolera. Este contrato se establecía hasta por períodos que no sean mayores de 40 años, conforme lo disponía la Ley de Petróleo del año 1937.

2. Etapa de un progresivo predominio de los intereses estatales sobre los intereses particulares:

En esta etapa encontramos en la ley sistemas contractuales como el contrato "tipo", que regula las relaciones con la Compañía Texaco en el Ecuador; el de asociación; el de operaciones hidrocarbúricas; el de economía mixta; y,

el nuevo modelo contractual de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos.

En apretada síntesis, podemos indicar que varios sistemas de contratación se han sucedido en el país, como los hemos expuesto anteriormente, adjudicación por denuncia, contratos de arrendamientos, contratos de concesión, de asociación, de prestación de servicios y de economía mixta para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Además podemos anotar que se ha sucedido también una permanente cesión o traspaso de los derechos en los contratos, como una forma sui-géneris de obtener derechos sobre el subsuelo, y en todo caso este hecho fue permitido en los contratos originalmente suscritos por el estado ecuatoriano.

B. LOS DIVERSOS SISTEMAS CONTRACTUALES

1. SISTEMA DE CONCESION EN PROPIEDAD

Este sistema de contratación se estableció en el Código de Minería en 1886 por el cual la explotación de minerales, carbón y demás fósiles, "cede al dueño del suelo, quien solo estará obligado a dar aviso de ella a la autoridad administrativa".1/

En la Ley Reformatoria del Código de Minería expedida en el año de 1892 se reforma el Artículo I estableciendo que la propiedad de las minas, petróleo, carbón y demás sustancias fósiles, pasarán a ser de propiedad del Estado.

De todas maneras se concede a los particulares "la facultad de catar y cavar en tierras de cualquier dominio para buscar las minas a que se refiere el presente inciso, la de labrar y beneficiar dichas minas, y, a disponer de ellas como dueños, con los requisitos y bajo las reglas que prescribe el presente código, con excepción de las que actualmente ocupa

1/ Código de Minería del Ecuador, publicado en Registro Oficial # 71 de 1886. Artículo 1.

o da en arrendamiento el fisco." 2/

Existe por consiguiente un renunciamiento por parte del Estado a la propiedad de los yacimientos, que se concede en propiedad a los particulares. El 20 de octubre de 1900, el Congreso de la República dicta una reforma importante al Código de Minería en el que por primera vez se habla de arrendamiento, constituyéndose en una reforma a la figura jurídica de "concesión en propiedad" de las minas y yacimientos a los particulares.

Dicha reforma en su artículo único decía: "el poder ejecutivo podrá arrendar, hasta por 50 años, las minas de que hablan - los artículos anteriores;..." 3/

2. SISTEMA DE ARRENDAMIENTO

Mediante Decreto Legislativo de 8 de octubre de 1921, - publicado en el Registro Oficial # 332 del 21 de octubre del mismo año, el Congreso de la República expide "La Ley sobre Yacimientos o Depósito de Hidrocarburos". Bajo esta Ley y conforme lo señala su artículo segundo: "El Estado se reserva la propiedad de los depósitos o yacimientos de hidrocarburos, pudiendo el Poder Ejecutivo conceder únicamente el arrendamiento de los mismos por períodos que no excedan de 20 años, contados desde la fecha en que se de principio a la explotación, prorrogables por 10 años más, con sujeción a las leyes vigentes al tiempo de la prórroga...".

Esta Ley, se constituyó la primera en materia petrolera, separaba la parte de minería con la de hidrocarburos y estableció una serie de importantes disposiciones especializadas, - que en forma muy somera menciono a continuación:

- a. Por todo contrato de arrendamiento de yacimientos o depósitos de hidrocarburos, se pagará un impuesto

2/ Ley Reformatoria del Código de Minería del 15 de agosto de 1892. Artículo I, inciso 2.

3/ Decreto Legislativo de 20 de octubre de 1900; Registro Oficial 1247 de 23 de octubre de 1900.

no menor del 5% ni mayor del 12% del producto bruto, según -
la zona de producción.

b. El pago se realizará en especie, a la orilla del po-
zo, o en dinero, al arbitrio del Poder Ejecutivo...

c. Se establece el pago de un canón adicional y por a-
ño para que el arrendatario pueda usar el terreno,
las aguas, la madera y otros materiales de construcción; lo
que en la actualidad sería el pago por agua y uso de materia-
les.

d. Se restringe el área de arrendamiento a cada perso-
na natural o jurídica en 5.000 hectáreas como máximo
y 500 hectáreas en cada cantón; así mismo no podrá excederse
de 15.000 hectáreas el arrendamiento en cada provincia.

e. El arrendatario estará obligado a suministrar gra -
tuitamente al Gobierno, cada vez que lo solicite; -
datos técnicos y económicos en relación con la empresa.

f. La contabilidad relacionada con la concesión se lle-
vará en idioma español con sujeción a las disposicio-
nes del Código de Comercio del Ecuador.

g. Al terminar el arrendamiento por abandono o caduci-
dad de la concesión, el valor de caución, todas las
maquinarias, implantaciones, edificios, utensilios y demás -
accesorios del establecimiento minero, pasarán de hecho al -
dominio del Estado sin remuneración alguna excepto en los ca-
sos en que el abandono resultare del hecho de ser improducti-
vo el terreno, en cantidades comerciales.

h. Los caminos construídos por el arrendatario, serán
de uso público desde el momento de la construcción.

i. Suministraran al Gobierno como impuesto, todo el pe-
tróleo crudo y refinado que él juzgare necesario pa-
ra cubrir las necesidades de los servicios públicos.

j. Los precios provenientes de la explotación que se vendieren en la República sean en bruto o refinados, deberán aprobarse por el Gobierno.

k. Toda controversia de los concesionarios de petróleo, entre sí, por razón de sus derechos mineros, se resolverán administrativamente por el Ministro de Obras Públicas.

He querido establecer la presente enumeración porque las mismas han servido de punto de referencia para la elaboración de las leyes posteriores, acomodándoles a las nuevas situaciones de los diferentes marcos jurídicos y constitucionales que se han sucedido en el país.

En este sentido, debo afirmar que el contenido de cada disposición a lo que me he remitido ha sido conservada en la vigente Ley de Hidrocarburos; y aquí radica la importancia de haber seleccionado y enumerado, a mi juicio, las principales disposiciones de la referida Ley; además de que fueron hitos en la conquista y defensa de nuestros recursos naturales.

3. SISTEMA DE CONCESION PROPIAMENTE DICHO

Este sistema nace con la expedición de la Ley de Petróleo promulgada en el tiempo de Federico Páez, mediante Decreto # 70 de 6 de agosto de 1937, y publicado en Registro Oficial # 560 de 9 de los mismos mes y año.

Efectivamente, en el Artículo 4 se establece la potestad del Estado para el otorgamiento de concesiones petrolíferas. Si bien la Ley no define lo que se debe entender por concesión, del contexto de la misma estableceré sus principales características:

a. Las concesiones no podrán otorgarse por períodos mayores de 40 años, excluidos el plazo de estudios y exploración.

b. Clasifica las concesiones por contrato y por denun

cio.

Para las primeras se establece un mínimo de 100 fundos petrolíferos o 400 hectáreas y un máximo de 50.000 hectáreas; y, para las segundas, el mínimo de un fondo petrolífero o 4 hectáreas y máximo de 20 fundos petrolíferos por persona o de 80 hectáreas.

c. Se fija una caución una vez firmado el contrato de concesión, equivalente a 10.000 sucres, más 100 sucres por cada 100 hectáreas. En las concesiones que se otorguen en la región oriental, de mutuo acuerdo se podrán fijar cauciones especiales.

Así mismo se contempla la garantía a favor del Estado para el período de explotación de acuerdo al Artículo 66 de la Ley General de Minería.

d. Para las "concesiones por contrato" se fija la inversión anual mínima que todo concesionario debe realizar; y, en cuanto a la producción de los pozos se ajustará a lo determinado en el Reglamento de Trabajos Petrolíferos.

e. En el caso que una misma estructura petrolífera se encuentre localizada en dos o más terrenos de distintos interesados, el gobierno puede poner en práctica un plan cooperativo en la explotación, que el Ministerio-Juzgado de Minas lo reglamentará.

Actualmente el Reglamento para la exploración y explotación de hidrocarburos en su artículo 40 determina que se realizará "Explotación Unificada" para aquellos yacimientos comunes, tal es el caso del Campo 18-B Fanny, yacimiento común de CEPE y CITY INVESTING (CEPCO).

f. A la terminación del contrato se establece la reversión de equipos y maquinaria en perfecto estado y gratuitamente a favor del Estado salvo cuando la concesión termina por vencimiento o improductividad del terreno.

Disposición que confirma lo que ha sostenido anteriormente,

en el sentido de que ciertas conquistas en beneficio del país han sido conservadas a lo largo de nuestra existencia petrolera.

De las características que he descrito y tratando de establecer la filosofía de este contrato podríamos manifestar en síntesis y como la misma Ley lo establece en su Art. 11, que: "Toda persona natural o jurídica puede presentar propuestas para contratar la concesión de explorar y explotar el petróleo de propiedad nacional."

g. En relación a los contratos de concesión por denuncia se deben observar las mismas disposiciones indicadas anteriormente estableciéndose la posibilidad de crear cooperativas para la exploración y explotación de sus terrenos, que es lo que caracteriza a este sistema, sujetándose a las disposiciones reglamentarias del ejecutivo.

Se aplicará, además como norma supletoria las disposiciones de la Ley General de Minería para los casos no contemplados en la referida Ley, así como también para las solicitudes de concesiones petrolíferas, otorgamiento de títulos, etc.

h. Una de las características fundamentales a este sistema de contratación es el establecimiento de derechos superficiales, patentes, regalías e impuestos que a continuación paso a describirlos:

1) En cuanto a los derechos superficiarios se debía pagar de la siguiente forma hasta el 31 de marzo de cada año:

S/. 0.20 centavos por hectárea durante los dos primeros años

S/. 0.40 centavos por hectárea durante el tercer año.

S/. 0.80 centavos por hectárea durante el cuarto año.

S/. 1.00 desde el quinto año en adelante, hasta terminar el contrato y la prórroga si la hubiere.

2) Como patente, se pagaba en las concesiones por denuncia la cantidad de 30 sucres anuales por -

fundo petrolero igualmente hasta el 31 de marzo de cada año.

3) Se establece la participación del Gobierno en el producto neto exportado, en razón de que el Estado es el único propietario de la riqueza del subsuelo. Este pago debía computarse de acuerdo con la distancia a que se hallare el centro de recolección de la respectiva empresa del más próximo puerto de embarque, conforme a una tabla que iba desde un 11% hasta el 5%, y, desde 0 hasta 600 kilómetros, descrito en el inciso 1 del artículo 26.

4) Para el cobro de regalías el Gobierno puede exigir en especie en el puerto de embarque, en dinero efectivo o en giros; parte en especie o parte en dinero; o tomando una parte en especie en el centro de recolección del campo petrolífero y otra en dinero o giros, pudiendo el Gobierno adquirir la parte que le corresponde en producto bruto en el centro de recolección. Disposición que con cierta variación se encuentra tipificada en la actual Ley de Hidrocarburos (art. 50).

5) Se fija un mínimo de 5.000 sucres mensuales como pago de regalías por contrato y de 500 sucres mensuales por denuncia.

6) En estos contratos a más de los pagos indicados se cumplirá con el Impuesto a la Renta, a las ventas o su sustitutivo, así como todos de carácter general como timbres, alcabala, etc., que no se refieran exclusivamente a las compañías o empresas petroleras.

7) En la región oriental el Gobierno podría establecer el pago de regalías especiales, con el objeto de fomentar el desarrollo de esta región.

8) Se fija así mismo un impuesto al transporte, e equivalente al 5% del valor resultante de multiplicar el número de barriles transportados por la tarifa vigente para cada oleoducto.

9) Para la refinería se establece una patente anual de 5.000 sucres para cuando sea contrato de concesión y de 1.000 sucres cuando sea por denuncia.

i. Esta Ley señala que serán respetados todos los derechos adquiridos conforme a las Leyes o Decretos anteriores. Para litigios que surgieren por parte de los concesionarios serán resueltos por la Corte Suprema de Justicia cuando sean con el Gobierno, y las controversias entre los concesionarios se resolverán administrativamente por el Ministerio-Juzgado de Minas, cuya resolución será apelable ante el Consejo de Estado.

Por último debo indicar que esta Ley deroga expresamente la Ley sobre yacimientos o depósito de hidrocarburos, de 8 de octubre de 1921, con todas sus modificaciones, así como los demás decretos y leyes expedidos.

De las características establecidas y descritas anteriormente, quiero concluir en el sentido de que si bien el sistema de concesión, entregaba al concesionario una serie de derechos irrenunciables y ventajas, se mantienen disposiciones que son favorables al Estado y que tratan de compensar la filosofía de un sistema ciertamente favorable a las compañías.

C. FORMAS CONTRACTUALES VIGENTES

Mediante Decreto # 1456 de 27 de septiembre de 1971, publicado en Registro Oficial # 322 de 1 de octubre del mismo año se expide la Ley de Hidrocarburos, la misma que deroga la Ley de Petróleo de 1937, que fuera codificada el 19 de agosto de 1961 y publicada en Registro Oficial # 353 el 31 de octubre de 1961.

Esta nueva Ley de Hidrocarburos mantiene el principio tradicional de que los hidrocarburos son bienes de dominio público, trata de incorporar a la actividad nacional la exploración, explotación, comercialización e industrialización del petróleo a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuato

riana, CEPE: declara de utilidad pública esta industria y consigna el objetivo principal de que estos recursos sean industrializados en el país.

Las nuevas formas contractuales señaladas en esta Ley hace referencia a los contratos de asociación, prestación de servicios y compañías de economía mixta. Posteriormente en la Ley de Hidrocarburos codificada en 1978 se incluye el contrato de operaciones hidrocarburíferas; para finalmente mediante Ley 101, de 6 de agosto de 1982, publicada en el Registro Oficial # 306 del 13 de agosto de 1982, introducir nuevas reformas a la Ley de Hidrocarburos, a los efectos de viabilizar en el país la modalidad de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

1. CONTRATOS DE ASOCIACION

La actual codificación de la Ley de Hidrocarburos, en su artículo 13, inciso 1 define lo que significa el contrato de asociación: "son contratos de asociación, aquellos en que CEPE contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio en que la empresa asociada contrae compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes".

Además se norma en el mismo artículo, inciso 2, que en el caso de abandono o devolución total de áreas por improductividad, nada deberá CEPE a la empresa asociada y consiguientemente quedará extinguido la relación contractual.

En este tipo de contrato, CEPE y el contratista forman una "asociación", en la cual CEPE en representación del Estado aporta los derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos y otros derechos; y, la contratista se obliga a efectuar las inversiones, que de común acuerdo hayan establecido las partes, con el objeto de explorar y explotar hidrocarburos en el área asignada.

Al respecto, dentro de las reformas planteadas por el ejecutivo a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Impuesto a la Renta y que fuera remitida a la Honorable Cámara Nacional de Representantes, mediante oficio # 81-237-DA de 9 de abril de 1981 se emite el siguiente criterio sobre esta forma contractual "entre CEPE y el contratista se forma una "asociación" que - tiene como objeto encontrar hidrocarburos comercialmente explotables para beneficiarse económicamente con su explotación. Esta asociación no constituye una persona jurídica distinta, pero forma una unidad moral y patrimonial comparable a la - sociedad de hecho". 4/

Del análisis que he procedido a efectuar podemos encontrar - las siguientes características:

a. En cuanto a la participación de las partes en la producción, se establecerá de común acuerdo, sin que - pueda variarse la misma al realizar gastos o inversiones superiores a los mínimos estipulados (art. 14 de la Ley de Hidrocarburos vigente).

b. La administración de la asociación estará a cargo - de un Comité de Administración que estará integrado por dos representantes de CEPE y dos del contratista, algo - similar al directorio de una compañía en el derecho societario. Asistirá un representante del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, en calidad de Observador para fines de seguridad nacional.

c. El Estado ha normado a través de los ingresos estatales lo que la sociedad debe satisfacer como contribuciones e impuestos, que en apretada síntesis describo a continuación:

- Primas de entrada: al iniciar el período de exploración y de explotación que no serán imputables a ninguna clase de

4/ Wilson Pástor, CEPE y la apertura al capital externo, Quito, 1981, pág. 203.

costos.

- Derechos superficiales: no menor de 10 sucres por hectárea y por año en el período de exploración, y, de 50 sucres por hectárea durante los primeros cinco años y a partir del sexto año 100 sucres al menos.
- Regalías: el asociado deberá pagar mensualmente una regalía del 12.5% sobre la producción bruta de petróleo crudo, medido en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección después de separarle el agua y materiales extraños cuando la producción promedial del mes respectivo llegue a 30 mil barriles diarios; del 14% cuando sea de 30 mil o más y no llegue a 60 mil barriles diarios; y, el 18.5% cuando la producción promedial sea de 60 mil o más barriles por día, de conformidad con el artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos.
- Obras de compensación, derechos por utilización de aguas y materiales, contribución para la educación.

d. El artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos establece las estipulaciones mínimas que deberán constar en todo contrato de asociación.

- 1) Los órganos directivos y de administración.
- 2) El plazo de duración del contrato,
- 3) Las obligaciones mínimas de inversión y de trabajo,
- 4) Las regalías, primas, derechos superficiarios, obras de compensación y otras obligaciones similares.
- 5) Las garantías que debe rendir la empresa asociada para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones.
- 6) La extensión y la forma de selección de las áreas de explotación.
- 7) Los derechos, deberes y responsabilidad del operador.

- 8) Las relaciones de los asociados en la etapa de producción, y;
- 9) Las formas, plazos y otras condiciones de las amortizaciones.

En el mismo artículo, inciso 2 se señala la obligatoriedad de estipular el derecho de CEPE para adquirir una participación efectiva en los derechos y acciones conferidas en estos contratos y en los activos adquiridos por los contratistas.

En la actualidad CEPE mantiene un solo contrato de este género con la Empresa CITY INVESTING, que mantiene los derechos y acciones del contrato suscrito originalmente entre el Gobierno Ecuatoriano y las empresas CAYMAN CORP., CITY INVESTING CO. y SOUTHERN UNION PRODUCTION COMPANY.

Como se expresa en la exposición de motivos, cuando habla del contrato de asociación con CITY INVESTING se manifiesta que: "la participación real de CEPE es del 5% sobre la producción neta, entendiéndose por producción neta la producción total, menos las regalías, del consumo interno y la amortización de las inversiones de exploración". 5/

El ejecutivo al remitir a la Cámara Nacional de Representantes el proyecto de reformas, consideró que este contrato no era conveniente, en las actuales circunstancias para el Estado (criterio que lo comparto).

Al respecto manifestó que las características de este contrato no empataban con el espíritu de la Constitución que en su artículo 46 manifiesta que: "los recursos naturales no renovables (hidrocarburos) son áreas de explotación económica reservada al Estado". En la dialéctica de su razonamiento a firma, el asociado es más que un simple operador o prestador de servicios, convirtiéndose en un contratista que explota hidrocarburos junto con CEPE, su asociado, razonamiento por

5/ Ibid. pág. 203.

el cual se puede llegar a concluir que en estos contratos la explotación de los hidrocarburos está reservado al Estado solo parcialmente infringiendo la norma legal, y que por consiguiente no son convenientes.

2. CONTRATO DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS

Mediante Decreto Supremo # 2463 de 2 de mayo de 1978, publicado en Registro Oficial # 583 de 10 de mayo del mismo año, se establece la nueva modalidad contractual para la exploración y explotación petrolera denominada de "operaciones hidrocarburíferas" que fue incluido en la Ley de Hidrocarburos codificada en 1978.

El artículo 16 de la referida Ley, define a esta modalidad contractual en los siguientes términos: "son contratos de operaciones hidrocarburíferas aquellos en que personas jurídicas, nacionales, o extranjeras, debidamente calificados, se obligan a realizar, con sus propios recursos económicos, técnicos y otros necesarios por encargo de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, actividades de exploración y ex-plotación de hidrocarburos...".

Definido así este tipo de contrato por la Ley de Hidrocarburos ha establecido las siguientes características:

a. La relación contractual que se propone es la de CEPE actuando como "contratante" y la empresa privada como "contratista", para las actividades de exploración y ex-plotación de hidrocarburos, con sus propios recursos económicos y técnicos.

b. En este tipo de contratos el contratista recibirá en pago por sus operaciones, un volúmen de hidrocarburos que le permita recuperar sus inversiones, en plazos a-decuados y con márgenes razonables de utilidad, negociados -de acuerdo con las bases que serán aprobadas por el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.

Al respecto pienso yo que el margen razonable de utilidad de terminado por el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, es un tanto subjetivo, puesto, que la "razonabilidad" quedaría al criterio de la autoridad que negocie los contratos, o dicho de otra manera, el parámetro para medir el margen razonable no existe, o no está definido.

Así mismo cabe señalar que el contratista tendrá derecho a recibir el referido pago únicamente en caso de encontrar hidrocarburos comercialmente explotables que tendrán que determinar las partes, lo que equivale a decir que el contrato conlleva el "riesgo minero" a cargo del contratista. Este criterio no es compartido por algunos entendidos en la materia al señalar que igual o mayor riesgo lo corre el Estado al poner a disposición de los contratistas las áreas con perspectivas hidrocarburíferas.

La solución a este debate o disquisición jurídica petrolera, estaba considerada en la misma ley, pues taxativamente en su artículo 16 se afirmaba que: "el contratista tendría derecho a recibir el referido pago únicamente si encontrare hidrocarburos comercialmente explotables", por consiguiente se debería haber dado cumplimiento con esta disposición y con la conceptualización de este contrato. Otro problema es el de aclarar si el legislador acertó o no, con la definición del mismo ?.

c. La administración del contrato, se entiende que la deberá ejercer un comité integrado por las partes, similar a los otros modelos contractuales, es decir con representantes de ambas partes.

d. Por otra lado el contratista no está sujeto al pago de gravámenes e impuestos, como un simple operador de CEPE; sin embargo, está sujeto al pago de Impuesto a la Renta. Respecto a esta última característica, mucho se ha discutido y argumentado, en el sentido de que especialmente al establecerse la exoneración del pago de regalías, cargán-

dole exclusivamente a CEPE el pago de esta obligación, equivaldría a afirmar que el Estado se cobra así mismo, y libera en definitiva a las compañías de esta obligación.

Al respecto no debemos olvidar que la filosofía en este tipo de contrato consiste justamente en determinar que el contratista actúa como operador de CEPE pues no existe entrega efectiva de áreas y así se establece la concordancia con el criterio de que los hidrocarburos pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

No creo que sea necesario seguir ahondando en el análisis por cuanto no se ha suscrito en el país contrato alguno con esta modalidad. Sin embargo considero de interés exponer la observación que el Ejecutivo hiciera sobre este tipo contractual. Se afirma que mediante esta modalidad CEPE asume la obligación de entregar al contratista un volumen de hidrocarburos que le permite resarcirse de todas sus inversiones y se guarde un margen de utilidad, deduciéndose por consiguiente que ese volumen puede ser muy significativo, pues las inversiones que son necesarias para este tipo de trabajos son ingentes, lo que de ninguna manera es conveniente para los intereses del Estado pues es un hecho cierto las variaciones vertiginosas connaturales a los precios del petróleo en el mercado internacional, lo que en otras palabras significaría que estarían cediendo cuantiosos beneficios por parte del Estado.

Así mismo no encuentro observaciones de tipo doctrinario ni con respecto a la administración y dirección de las operaciones. Con relación a lo primero se salva el obstáculo que fuera señalado con respecto al contrato de asociación pues al entregar CEPE el volumen de petróleo en concepto de pago por las operaciones y recuperaciones de sus inversiones, se salva el derecho inalienable del Estado sobre los yacimientos y sobre los mismos hidrocarburos, hecho que tiene gran significación pues mediante la modalidad de la asociación la compañía reclama un volumen determinado de petróleo en concepto de "participación". En cuanto a lo segundo al no te-

ner el contratista el derecho real sobre el hidrocarburo, se convierte como lo define la Ley mismo en "un operador" de CEPE y por consiguiente su participación en la gestión contractual es solo de carácter técnico.

3. COMPAÑIA DE ECONOMIA MIXTA

La vigente Ley de Hidrocarburos en su artículo 18 se refiere a las compañías de economía mixta: "las compañías de economía mixta que formare CEPE con los objetos señalados en los artículos 2 y 3 se sujetarán a las disposiciones de la Ley de Compañías y demás leyes pertinentes en cuanto a su constitución y funcionamiento..."

De la simple lectura de este texto podemos afirmar que la Ley no define lo que deberían ser las compañías de economía mixta del sector de hidrocarburos, para la exploración y explotación de hidrocarburos, sino que se remite a las disposiciones de la Ley de Compañías, en cuanto a su constitución y funcionamiento.

Este mismo artículo especifica que en contrato social se contemplará las estipulaciones sobre los puntos o materia enunciados en el Artículo 15 de la referida Ley.

A su vez la Sección VIII de la Ley de Compañías, "de la compañías de economía mixta" en su artículo 363 tampoco lo define, pero presupone la participación conjunta del capital público con el privado, en la gestión y capital social de la Empresa, lo que equivale a decir que los objetivos serán comunes y la participación en la toma de decisiones y en la administración misma de la Empresa será de los dos sectores.

CEPE al conformar una empresa de economía mixta con el sector privado crea una persona jurídica distinta del derecho privado, y por consiguiente se regirá bajo las normas de la Ley de Compañías y estará bajo el control de la Superintendencia de Compañías, dando paso a la aplicación de las disposiciones relativas a la compañía anónima de acuerdo al Ar-

título 366 del mismo cuerpo legal.

De acuerdo a lo planteado el Estado, las Municipalidades, los Consejos Provinciales y las personas jurídicas de derecho público como es el caso de CEPE o las personas jurídicas semi-públicas, realizaran aportes en dinero, equipos, instrumentos industriales, bienes muebles e inmuebles, que pasarán a ser patrimonio de este nuevo ente jurídico, en el cual el Estado o CEPE en su lugar, tendrán la calidad de accionistas regidos por una junta general y el directorio.

El aporte del sector público en este caso CEPE específicamente no podrá ser realizado en derechos sobre áreas, yacimientos o hidrocarburos, pues estos pertenecen al patrimonio inalienable del Estado como lo prescribe el artículo 1 de la vigente Ley de Hidrocarburos.

En consecuencia las utilidades que genere la Empresa deberán ser repartidas en proporción a sus acciones y cualquier reclamo deberá interponerse ante la Superintendencia de Compañías por ser de su competencia y no ante el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos, por todo lo expresado anteriormente.

En resumen podemos indicar que esta modalidad contractual, es aplicable, antes que para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, a la refinación, comercialización o industrialización de los mismos, como lo faculta el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos vigente. En este sentido debemos interpretar la aprobación que diera el Presidente de la República mediante Decreto Ejecutivo # 1898 de 13 de julio de 1983 al proyecto de industrialización ha ser implementado en la Península de Sta. Elena en la próxima década; y además debo sostener que el artículo cuarto mencionado Decreto Ejecutivo, está en plena correspondencia con la definición de "Empresa Mixta Especial" del artículo 36, recogido en el Régimen Común de Tratamiento a los capitales extranjeros (decisiones 24, 37, 37-A de la Comisión del Acuerdo de Cartagena); pero sobre todo recoge la Decisión 47, que en su artículo primero manifiesta: "Se considerarán empresas mixtas -

aquellas en que participe el Estado, entes paraestatales o empresas del Estado del país receptor, en un porcentaje no inferior al treinta por ciento del capital social y siempre que a juicio del organismo nacional competente, el Estado tenga capacidad determinante en las decisiones de la empresa..."

6/. Por consiguiente podemos concluir que existe total co-rrespondencia jurídica entre la Ley de Hidrocarburos, el Decreto Ejecutivo y las decisiones que he mencionado de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, para la plena vigencia del Plan de Industrialización de los hidrocarburos en el Ecuador.

Cabe además, señalar que CEPE conformó con el sector privado en el año 1979 la compañía de economía mixta "Austro Gas", - cuyo mayor accionista es la Corporación, con un 51% de participación, y cuyo objeto empresarial es la de envasar, licuar y transportar gas licuado. El domicilio es la ciudad de Quito.

De la consideración de las características principales que definen a la empresa de economía mixta, podemos observar y de manera paralela a los criterios expuestos en la exposición de motivos al proyecto de reformas a las Leyes de Hidrocarburos e Impuesto a la Renta, enviados a la H. Cámara Nacional de Representantes, las siguientes observaciones debiendo indicar que comparto los mismos:

a. El análisis crítico que hiciera al contrato de asociación (Que es el sistema de contratación, para la explotación y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos que recomienda el art. 40 del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros, Decisión 24 del Acuerdo de Cartagena) es aplicable de manera más contundente, al contrato de economía mixta.

El problema que existiría al aplicarse este modelo de contra

6/ Ernesto Andrade Veloz, Régimen Legal de la Inversión Extranjera en el Ecuador. Superintendencia de Compañías del Ecuador, 1983, pág.: 55

tación frente a la Constitución, es aún mayor, pues como habíamos manifestado el Art. 46 de la Constitución atribuye la explotación petrolera de manera exclusiva al sector público, del que evidentemente CEPE forma parte.

Si bien es cierto que la Constitución en ese mismo artículo habla del sector de economía mixta, no se le puede atribuir la explotación económica de los recursos no renovables por - la razón antes expuesta.

b. El riesgo que generalmente se trata de que asuman las compañías contratistas, por la lógica de esta modalidad recaería en CEPE, que podría perder todos sus capitales invertidos en la explotación.

c. Al establecerse una compañía de economía mixta, que es un ente jurídico nuevo y distinto de las partes que lo integran, crearía una dualidad confusa de controles pues por un lado tendríamos la sujeción a la Superintendencia de Compañías en su gestión económica y en las decisiones de la Junta General de Accionistas, que reunirían con la unidad que debe existir en toda política petrolera, pues la accionista estatal reclamaría el control del Ministerio de Recursos Naturales y de la Dirección General de Hidrocarburos.

d. Por último el que CEPE sea un accionista en condición paritaria con los demás, perdería o al menos - se disminuiría notablemente el poder de CEPE en la administración de sus contratos.

Por las razones expuestas considero y dentro del marco jurídico actual que este sistema de contratación para la explotación y explotación de hidrocarburos no es el más conveniente en los actuales momentos para el país.

C A P I T U L O I I

CAPITULO II

CONTRATOS DE SERVICIOS

En el Capítulo I había revisado de manera sintética la evolución histórica de la Legislación Petrolera Ecuatoriana y más precisamente de los Sistemas de Contratación Petrolera en el Ecuador. De aquella visión panorámica había concluido que a aquellas formas contractuales no se ajustaban armónicamente a las actuales condiciones del marco jurídico ecuatoriano, ni correspondía a las actuales circunstancias del cambiante mercado internacional del petróleo.

En este Capítulo II vamos a abordar el Contrato de Prestación de Servicios, doctrinariamente, para luego abordar el Contrato de Servicios que en la Ley de Hidrocarburos de 1971 fue tipificado por el Legislador para luego establecer sus características y rasgos fundamentales. Por último concentraré el estudio en la nueva modalidad conocida como "la de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos" que es la que incorpora las reformas de la Ley de Hidrocarburos de 1982.

A. DEFINICIONES DEL CONTRATO DE SERVICIOS

Voy a proponer dos definiciones, la una expuesta esquemáticamente por el Dr. Luis González-Berti, y la otra, de carácter descriptivo que corresponde al Dr. Pedro N. Mondino.

1. "Por contrato de servicios ha de entenderse aquella - forma sui-géneris de contratación, referida a los hidrocarburos, regida sustancialmente por normas de derecho público y la cual puede adoptar diversas modalidades" 7/

Estableceré un ligero análisis de esta definición a fin de entender mejor su alcance. En primer lugar, se dice que es

7/ Luis González-Berti, Contratos de Servicio y Nuevos Aspectos Impositivos (Mérida 1972, Talleres Gráficos Universitarios) p. 169

una forma sui-géneris de contratación, con ello se quiere significar y dejar claramente expuesto que se trata de un verdadero contrato, pero de un contrato de tipo especial que se diferencia de cualquier otra forma de contrato, alejándolo del acto unilateral, pero sin que ello impida que en ocasiones, pueda revestir la forma de ciertos contratos de derecho civil, tales como los contratos de servicios, los de sociedad o los de mandato, pero que dada su naturaleza (público) y finalidad (hidrocarburos) impiden que puedan confundirse con estas formas.

En segundo término, hay que precisar que tal contratación, y es una de sus características más salientes ha de estar referida a los hidrocarburos: ahí está señalada claramente su finalidad inmediata; sólo pueden tener vigencia y aplicación en el campo de los hidrocarburos, ya que dada su singular naturaleza y destino, no podrían tener cabida en otros que no tuviesen la estrecha relación que hemos señalado.

En tercer lugar, se dice que tal forma de contratación está sustancialmente regida por las normas de derecho público: he aquí el carácter esencial, el elemento que caracteriza a esta contratación, pues, cuando se dice que en ella imperan las normas de derecho público se está indicando el carácter diferencial de los contratos de servicios, ya que tales normas les imprimen un sello inconfundible, que los separa marcadamente de la contratación de derecho privada; al indicar por lo demás, que esta contratación cae bajo las normas del derecho público, se está señalando la importancia de tal forma y la preponderancia que tendrá el interés público sobre el interés privado.

Finalmente, se menciona en la definición la posibilidad de que los contratos de servicios puedan adoptar diversas modalidades; pues no es lo más importante la forma misma de la contratación ni la apariencia que revista, siempre y cuando todo ello caiga dentro del campo del derecho público, que necesariamente ha de presidir estos contratos especiales.

2. "Es una convención de derecho petrolero por la cual el Estado, actuando por sí a través de una empresa petrolera estatal u otro organismo público, en carácter de contratante, conviene con una persona jurídica pública o privada, nacional o extranjera, en carácter de contratista, la ejecución en nombre del contratante, de la exploración en busca - de hidrocarburos y su oportuna exploración, en un área afectada a las contrataciones petroleras, siendo el riesgo minero petrolero de exclusivo cargo del contratista, quien debe aportar el capital, los medios y la tecnología adecuados, recibiendo en compensación el pago en dinero, o especie, mediante la entrega de una porción de hidrocarburos, provenientes del área materia del contrato, solamente en caso de que se entre en la fase de explotación de un descubrimiento de valor comercial". 8/

Como había manifestado, esta definición es de carácter descriptivo, sin embargo me permitirá establecer los elementos esenciales propios de un contrato de servicio a saber:

a. Es una convención de derecho petrolero, por consiguiente se rige por normas de derecho público, con la consiguiente preminencia de los intereses generales de la sociedad que ellas suponen.

b. El contratante es el Estado, que puede comparecer por sí mismo o a través de un organismo público, casi invariablemente una empresa petrolera estatal capacitada en la materia, y dotados de los poderes jurídicos, técnicos y económicos en medida razonable para entender y desempeñarse eficazmente en la relación contractual. El contratista será una persona jurídica (ya que es prácticamente imposible encontrar personas físicas que aborden la compleja y costosísima actividad petrolera), que podrá ser pública o privada, nacional o extranjera, incluso una empresa petrolera estatal extranjera.

8/ Pedro N. Mondino, Los Contratos de Servicios en la Industria Petrolera Latinoamericana (Buenos Aires, Gráficos Zlotoporo, 1977) p. 89

c. La ejecución de las operaciones petroleras se hace en nombre del contratante, lo que da una nota más de preminencia estatal y despeja toda duda en cuanto a la titularidad y control de dichas operaciones.

d. Las actividades contratadas son la exploración en todas sus fases, y la oportuna explotación lo cual indica que no siempre se entra en esta segunda fase tan sólo cuando se descubre hidrocarburos en cantidades, calidad y condiciones tales que permitan su aprovechamiento comercial.

e. El área afectada a las exploraciones petroleras puede ser del dominio estatal originario tal es el caso del Ecuador, o ser sometido al usufructo estatal mediante servidumbre o expropiación, ya que el "término afecta" permite comprender ambas hipótesis; a su vez la expresión "operaciones petroleras" significa tanto las dos actividades mencionadas (explotación y exploración) como las operaciones complementarias correspondientes.

f. El riesgo minero petrolero, es decir el hecho inherente a toda búsqueda de petróleo, en cuanto a que su real existencia se puede determinar solamente mediante la perforación precedida de los estudios apropiados, se pone de entero cargo del contratista, sin que el contratante arriesgue suma alguna de dinero. Aquí radica la principal característica de este contrato.

g. El contratista debe así mismo aportar los capitales equipos, maquinarias, recursos humanos y el "know how" necesarios y adecuados, o sea, en cantidad y calidad apropiadas para el cumplimiento de todas las labores en todas sus fases y etapas.

h. El contratista recibe una vez que se han determinado cantidades comerciables de petróleo el pago por su trabajo o servicios prestados, la remuneración pactada según se estipule; y esta puede ser en dinero, o en petróleo y/o gas provenientes del área bajo explotación la que individualice y delinie en el contrato.

i. Dicha remuneración la percibirá únicamente en caso de que se proceda a explotar los yacimientos, es decir, en caso de existir producción de hidrocarburos. De no llegarse a ello, el contratista no tiene derecho a remuneración ni a resarcimiento de especie alguna. Insisto en esta característica, que en mi concepto es la que complementa al riesgo minero petrolero descrito en el numeral f.

j. Si se descubriera los hidrocarburos y se determina por el contratista que ellos no poseen valor comercial, sea por el escaso volumen de las reservas recuperables o por otros factores, como su calidad en relación con las inversiones necesarias para su producción y transporte en función de los precios de mercado, entonces el contratista puede dar por finalizado el contrato, sin derecho a remuneración ni resarcimiento. Esto no significa que el contratante no pueda asumir la explotación por su cuenta si ello le resulta conveniente, como puede ser el caso de las necesidades de abastecimiento del mercado interno en condiciones competitivas o no con los precios internacionales, por razones no sólo de economía sino de seguridad, de independencia y de autoabastecimiento.

Al haber establecido el análisis de las dos definiciones, he querido insistir en la conceptualización doctrinaria de los contratos de servicio. Sin duda la segunda definición, a pesar de ser descriptiva, llega al meollo de lo que es este contrato y como lo veremos después, todos los elementos que he deducido de la misma, fueron recogidos por el legislador ecuatoriano y es por esto que me he detenido en su análisis, para que no quede dudas sobre lo que es un contrato de prestación de servicios, y el avance que supone frente a otros sistemas de contratación, que es lo que sostengo en el presente trabajo.

B. NATURALEZA JURIDICA DE LOS CONTRATOS DE SERVICIO

Habiendo establecido la conceptualización de los contra-

tos de servicio, a través del análisis de las características propuestas en las dos definiciones anteriores abordaré la naturaleza jurídica de los contratos de servicio, de acuerdo con nuestra Ley de Hidrocarburos.

En primer lugar, los contratos de servicio pueden tener realización entre un ente regido por el derecho público y los particulares: nos hallamos en la situación de que la CEPE, organismo del Estado, entra en relaciones contractuales con las empresas petroleras, para dar nacimiento a un contrato que necesariamente se debe regir por las normas del derecho público.

En segundo término, la contratación como igualmente lo prevé la ley puede tener lugar con otros entes de carácter público, sin que sea un obstáculo el que tales organismos sean personas de derecho público extra nacionales, es decir que pueden ser organismos dependientes de otros estados que no sean el ecuatoriano.

Ahora bien, se puede plantear una situación compleja, donde dos ramas del derecho, el Civil y el Público, protector el primero del interés particular y el segundo del interés colectivo, se unan para regular situaciones jurídicas encaminadas en último término, a dar efectividad a la utilidad pública que inspira todo el ámbito de la legislación de hidrocarburos.

Sin embargo, no hay que perder de vista algunos aspectos muy peculiares propios de este tipo de contratos, pues la administración a través de sus órganos entra en el terreno de la contratación con los particulares, dando así lugar a una problemática donde el derecho público va a tener prevalencia y en donde, en consecuencia el interés colectivo tiene la última palabra.

Ante todo, hay que tener presente que la administración pública es un organismo que se desenvuelve de acuerdo con principios y reglas que no son del derecho privado, pues no se

trata de sujetos particulares sino de entidades públicas. En el caso ecuatoriano, la ingerencia y normatividad del derecho público es evidente, y el organismo ad-hoc, o sea la - Corporación Estatal Petrolera, el instrumento idóneo para la contratación.

Sin embargo, creo que en los contratos de obras o de servicios si prevalecen elementos que nos permiten asimilarlos en cierta forma a los contratos de servicio o de obra del derecho civil; y en este sentido el Legislador Ecuatoriano, en las Reformas a la Ley de Hidrocarburos en 1982 mantiene este criterio cuando modifica el inciso 2, del artículo 2 y dice: "Las obras o servicios específicos que CEPE tenga que realizar, podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obras o de servicios, dando preferencia, en igualdad de condiciones, a las empresas nacionales. Con este propósito CEPE divulgará en forma oportuna y permanente los programas de obras y servicios que deba realizar".

En conclusión lo que quiero relevar al haber abordado este asunto es que la naturaleza jurídica intrínseca, a los contratos de servicios del sector petrolero, es su carácter público, y por consiguiente está normado por el Derecho Público.

Es este el sentido de la actual reforma, cuando el legislador establece un sistema especial de contratación, que lo denomina "contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos". (Inc. 3 del Art. 2 de la Ley de Hidrocarburos); para diferenciarlo del contrato de obras o de servicios que puede ser asimilados en cierta forma, como lo he manifestado, al contrato del Derecho Civil, y que está conceptualizado en el inciso 2 del artículo 2 de la misma Ley de Hidrocarburos.

C. EL MODELO ECUATORIANO DEL CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS.

El artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos no reformada, - definía de la siguiente manera los contratos de prestación -

de servicios: "Son aquellos en que personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeros debidamente calificadas se comprometen a efectuar por cuenta o encargo de CEPE obras o servicios específicos aportando tecnología, capitales, equipos o maquinaria necesarios para el desarrollo de los trabajos contratados. El pago de los servicios será pactado por las partes contratantes en la forma que estime conveniente".

De aquella definición se desprende que en el contrato participen o deben participar personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras debidamente calificadas, lo que en otros términos significa que las mismas deben ser idóneas, técnica económicamente y con la suficiente experiencia, para que desarrollen los trabajos contratados por CEPE. En sentido recíproco dichas personas aportarán con capital, tecnología, e quipos y por supuesto con el personal necesario.

En cuanto al régimen tributario que norma este tipo de contrato, el legislador estableció en el Art. 19 de la Ley de CEPE que no están exentos de la obligación de satisfacer los ingresos estatales quienes celebren contratos de prestación de servicios con la Corporación.

Traigo a colación esta disposición porque en el nuevo modelo de contrato se establece un régimen impositivo tributario diferente, reforma que la analizaré más adelante.

Podría manifestar que este contrato de prestación de servicios tuvo como fin propiciar los servicios necesarios de financiamiento, servicios operacionales y servicios de venta bajo el control soberano del Estado con un mayor grado de participación en la gestión empresarial, un mayor beneficio en los resultados económicos de la operación y un ejercicio real de la soberanía por parte del Estado sobre sus recursos hidrocarburiíferos. El riesgo minero lo asume el contratista, sin que CEPE efectúe desembolso alguno o asuma riesgos o responsabilidades por los gastos o los resultados de los trabajos.

Mediante Decreto Supremo # 315 de 27 de marzo de 1973, en cumplimiento del artículo 7 literal e de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 7 literal h de la Ley de CEPE se expedieron las bases para los contratos de prestación de servicios de exploración de yacimientos hidrocarburíferos y explotación de petróleo. Por considerar que es de importancia para el desarrollo de este trabajo, así como para contrastar con el actual tipo de contrato vamos a enunciar las características principales de dichas bases contractuales.

1. COMENTARIOS Y/O CARACTERISTICAS ESENCIALES DE LAS BASES CONTRACTUALES.

a. La Corporación Petrolera Estatal Ecuatoriana (CEPE) seleccionará a las empresas contratistas mediante concurso de ofertas y tomando en cuenta su probada experiencia, capacidad técnica y económica; el legislador quiso darle mayor agilidad al acogerse a esta modalidad de concurso del art. 93 de la Ley de Hidrocarburos, pero en la práctica toma el mismo tiempo que una licitación y eso lo estamos comprobando actualmente.

b. El contratista se compromete a efectuar por cuenta o por encargo de CEPE, la exploración y explotación de petróleo crudo en el área materia del contrato, aportando capitales, equipos, maquinarias y tecnología necesarios para el desarrollo de estas actividades, sin que CEPE efectúe desembolso alguno o asuma riesgos o responsabilidades por los gastos o los resultados de los trabajos. Es la cláusula de riesgo inherente a esta modalidad de contratación y es la que caracteriza.

c. Los contratos autorizan únicamente la explotación de petróleo. El gas natural, los depósitos superficiales de asfaltos y sustancias asociadas a los hidrocarburos pertenecen al Estado, rigiéndose su explotación y uso por las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos.

d. La totalidad del petróleo crudo producido es de propiedad del Estado, y CEPE entregará al contratista el porcentaje de la producción de petróleo crudo que se fije en el contrato, estimado como suficiente para cubrir costos, gravámenes, participaciones y una utilidad razonable. Esta cláusula es así mismo inherente a este modelo de contratación y es la que le diferencia de los otros sistemas, fundamentalmente, pues el crudo producido jamás deja de ser del Estado Ecuatoriano. Otra cosa muy diferente es que el pago por los servicios se pueda realizar en crudo.

e. El Ministerio del ramo podrá exigir a los contratistas el suministro de un porcentaje del petróleo que les pertenezca, para el abastecimiento de las plantas refinadoras e industriales del país, efectuando las compensaciones económicas que estime convenientes, para que esas plantas se abastezcan con el petróleo crudo que sea el más adecuado en razón de su calidad, ubicación y de acuerdo con los precios fijados para el efecto. Esta cláusula está relacionada con las necesidades de abastecimiento del mercado interno, y por ello el Estado en ejercicio de su soberanía exige el suministro del crudo para cubrir esta necesidad pública y de seguridad.

f. El área materia del contrato comprenderá una superficie no mayor de doscientas mil hectáreas, dividida en lotes de veinte mil hectáreas. Durante el período de explotación, el área no puede superar las ciento sesenta mil hectáreas, conforme el artículo 19 de la Ley de Hidrocarburos disposición técnica de acuerdo a parámetros internacionales y aplicados de acuerdo a la realidad geológica del país.

g. El período de exploración podrá durar hasta cinco años, y el de explotación hasta veinte años, pudiendo éste ser prorrogado hasta diez años más a solicitud del contratista con un año de anticipación la terminación del contrato, por lo menos; quedará a discreción de CEPE el conceder o negar la prórroga; disposición con la que no estoy

de acuerdo porque una compañía puede retener para sí áreas y disfrazar las inversiones que exige la ley durante este período. Para su real cumplimiento se necesitaría de un comité estricto de vigilancia o en su defecto acortar el período que es lo que ha ocurrido con las reformas en vigencia.

h. Se establecerán programas de exploración y de inversiones mínimas; el contratista deberá perforar por lo menos tres mil quinientos metros en uno o más pozos exploratorios por cada cien mil hectáreas, y realizar una inversión promedio no inferior a doscientos sucres por hectárea - por cada año del período de exploración en la forma que acuerden las partes; si el contratista no cumpliría con esta disposición, el Estado Ecuatoriano, podría rescindir el contrato, y es así como procedió en la década de los setenta. Decisión que ha gravitado en la falta de exploración y por consiguiente en el aumento de nuestras reservas, con las consecuencias que actualmente conocemos.

i. El contratista debe, a la firma del contrato, establecer una garantía en dinero efectivo, en bonos del Estado o en otra forma satisfactoria, equivalente al 20% de la inversión que se comprometa a realizar durante el período de exploración; garantía que tiene el objetivo de garantizar las inversiones que deben hacer las compañías en este período.

j. Al término del período exploratorio, se debe proceder a la selección del área de explotación, la que no podrá ser superior al 40% de la superficie total, y deberá estar conformada por lotes completos, unidos por sus lados, formando un solo bloque, fijándose la unidad de devolución de las áreas en rectángulos de veinte mil hectáreas; disposición técnica que armoniza el objetivo de la explotación real, con la soberanía.

k. Efectuada la selección, el contratista deberá iniciar las actividades de explotación mediante las o

peraciones e instalaciones necesarias y apropiadas, efectuando las inversiones convenidas con CEPE, y estableciendo una garantía en efectivo, en bonos del Estado o en otra forma satisfactoria, equivalente al 20% de las inversiones que deba realizar en los tres primeros años de este período. Esta garantía se debe extender para que se cumpla con los requisitos que la técnica aconseja para la correcta y buena conservación de los pozos, que permitirán una racional explotación de los hidrocarburos.

El contratista deberá presentar, además una garantía en igual forma, para asegurar, durante los últimos cinco años del período de explotación, la conservación adecuada de los equipos, maquinarias e instalaciones y el cumplimiento de otras obligaciones legales o contractuales. Esta garantía está relacionada con aquella obligación que tienen las compañías de revertir al Estado, al final del período de explotación, los equipos, maquinarias, etc, con el fin de asegurar y continuar con la explotación de los campos.

1. Se dispone el funcionamiento de un "Comité de Coordinación y Supervisión", integrado por dos representantes de CEPE y dos del contratista, al que asistirá además, un representante del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas en calidad de observador, para fines de seguridad nacional.

Se establecen asimismo los cometidos de dicho "Comité" y se dispone que, sin perjuicio de sus funciones, CEPE supervisará los trabajos de campo del contratista. Es lo que se conoce actualmente como el "Comité de Administración de los Contratos"; que serán los encargados de supervisar el fiel cumplimiento de los mismos, y a la que ya se ha hecho referencia - en otros numerales.

m. En materia de tributación se dispone que el contratista deberá pagar al Estado los impuestos, contribuciones y demás obligaciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y otras leyes vigentes en el país, por la totalidad del tiempo del contrato y del petróleo producido.

Las regalías en dinero, el impuesto a la renta, las participaciones del Estado y, en general, los gravámenes dependientes de los precios de venta de los hidrocarburos en el mercado externo, se regularán por los precios de referencia del petróleo que fijará el Gobierno.

El contratista actuará como agente de retención y responderá por el pago de impuestos del personal a su cargo y de sus subcontratistas, de los impuestos relacionados con operaciones con terceros y otros que graven a no domiciliados en el Ecuador que tengan cualquier relación económica con el contratista.

Esta cláusula tuvo como objetivo el que el contratista se sometiera al Régimen Tributario existente en el país, para las compañías petroleras que estaban dedicadas a estas actividades. Y desde este punto de vista creo en la buena fé del legislador. Sin embargo, y por eso he venido insistiendo durante todo este capítulo, la naturaleza del contrato de prestación de servicios, es completamente diferente al llamado "Contrato Tipo", que regula las actividades de la Compañía Texaco - en el Ecuador, y que no es más que un contrato de concesión, habiendo sido firmado durante la dictadura del General Rodríguez y bajo el imperio de la Ley de Hidrocarburos de 1971, - llamándose en ese entonces, simplemente "para exploración y explotación de hidrocarburos", que no calza bajo ninguna de las modalidades establecidas en la ley. Digo que es un contrato de concesión, porque la empresa petrolera (TEXACO) adquiere derechos reales sobre todo el petróleo descubierto y en tal virtud puede disponer del mismo como a bien tuviere; a cambio de esos derechos reales que adquiere, reconoce el pago de una "REGALIA", que es la característica fundamental de este sistema de contratación al Estado.

Planteado así el problema, el legislador no se dió cuenta - (...?) que en el contrato de prestación de servicios, no ha lugar al pago de regalías, porque el Estado nunca pierde la propiedad sobre el hidrocarburo, paga por los servicios pres

tados. Entonces se evidenció su error conceptual, y se dió cuenta que había que establecer un régimen tributario especial para la vigencia de este contrato. Por esta razón esta cláusula no tiene ninguna validez jurídica, y el modelo de contrato no pudo ser implementado.

n. En cuanto a comercialización, se establece que a solicitud de CEPE y con la intervención del Comité de Coordinación y Supervisión, el contratista deberá colocar en los mercados internacionales el petróleo producido, efectuando el transporte marítimo con sujeción a lo estipulado en la Ley General de Reserva de Carga, su Reglamento, y en la Ley General de Tráfico Marítima, cláusula que trata de agilizar el sistema de comercialización externa de los hidrocarburos para los casos de CEPE se encuentre en dificultades. No estoy de acuerdo porque se sometería al país a los precios que las compañías convengan en el mercado internacional.

o. Para la capitalización de CEPE, los contratistas deberán entregar una participación adicional en sus utilidades brutas, según las propuestas hechas en el concurso de ofertas o en las negociaciones. El problema de CEPE, desde ese entonces era su progresiva descapitalización, tan evidente actualmente, y en este sentido esta cláusula tenía gran visión.

p. Sobre régimen personal, se dispone que el contratista y sus subcontratistas, dentro de los seis meses de iniciadas las operaciones, deberá emplear un mínimo de ecuatorianos de: 95% en el personal de obreros; 90% en el de empleados administrativos y 75% en el personal técnico; en el plazo de dos años el 95% del personal administrativo deberá ser ecuatoriano; cláusula excesiva pero que busca lograr una pronta transferencia de tecnología.

q. Al término de un contrato por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa, el contratista deberá entregar a CEPE, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que estuvieran en actividad, y en buenas condicio

nes todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás bienes muebles o inmuebles que hubieran sido adquiridos para los fines del contrato, no pudiendo enajenarlos gravarlos o retirarlos durante la vigencia del contrato, sin la autorización del Ministerio del ramo; cláusula que ya fuera comentada anteriormente.

r. El Contratista, una vez satisfecho el impuesto a la renta, deberá invertir en el país un mínimo del 10% de sus utilidades netas, lo que se hará preferentemente en industrias petroquímicas o conexas o en las declaraciones de interés para el desarrollo económico del país. Esta cláusula buscaba desarrollar la industria nacional y sobre todo la industrial petroquímica, y en este sentido la intención del legislador es patriótica, el problema radicaría en afilar el sistema para conocer las verdaderas utilidades de las compañías, que como es de conocimiento público e internacional - constituye un verdadero misterio, por la serie de triquiñuelas a las que recurren para esconder sus verdaderos beneficios.

s. Estas bases contienen además varias otras cláusulas que hacen referencia a entrega de información, almacenamiento y transporte, contabilidad, transferencia del contrato, importación de equipos y liberación aduanera, régimen de divisas extranjeras, expropiaciones y servidumbres, conservación de recursos naturales, sometimiento a las leyes y tribunales del Ecuador, etcétera; cláusula que somete a las compañías al régimen jurídico ecuatoriano en virtud de su soberanía, y no se distraiga a otros tribunales afuera del país.

t. Finalmente, se establecen normas relativas a la aplicación de estas bases, disponiéndose que ellas continen las obligaciones mínimas que deberán contemplar los contratos de prestación de servicios para exploración de yacimientos hidrocarburíferos y explotación de petróleo crudo, y que todo cuanto no estuviere contemplado en ellas deberá ser acordado con sujeción a las leyes nacionales pertinentes, así como que las obligaciones establecidas en la Ley

de Hidrocarburos y en dichas bases, podrán ser mejoradas en el concurso de ofertas. Esta cláusula es la que permite la revisión del contrato en beneficio del país y para salvaguardar sus intereses, además es una cláusula común al régimen legal que regula el sector petrolero.

Una vez que he establecido y comentado los enunciados principales de las bases contractuales; estableceré las características esenciales del modelo de contrato ecuatoriano.

D. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL MODELO ECUATORIANO

1. Se supera el viejo régimen de concesiones y se reduce el plazo de explotación a veinte años, más diez de prórroga eventuales;
2. Se limita las inmensas extensiones que se otorgaban a las empresas operadoras por el régimen de concesión, a doscientas mil hectáreas.
3. El riesgo minero petrolero se pone a cargo del contratista; que es la principal característica que delinea a este tipo de contrato.
4. Se establece el pago en especie o en dinero al contratista, según convenga a los intereses del país y de acuerdo a las circunstancias del mercado petrolero internacional.
5. Se autoriza la explotación de petróleo pero no la de gas natural, al que no tiene derecho el contratista como parte de su remuneración; y de esta manera lograr para el Estado, su aprovechamiento comercial o industrial.
6. La garantía establecida para los últimos cinco años - permite recibir al término del contrato los yacimientos, equipos maquinarias y demás bienes con una vida útil - que permita proseguir con las actividades.

7. El control de la producción está concebido de forma - que la explotación de los yacimientos se ajuste a los requerimientos técnicos;

8. La reinversión de las utilidades es un elemento de interés para la economía nacional, y al efectuarse, una vez satisfecho el impuesto a la renta, no causa ninguna disminución en los ingresos fiscales;

9. La devolución de un porcentaje del área bajo contratación, al finalizar el período exploratorio, permite a la empresa estatal reducir el riesgo exploratorio en el área devuelta.

Estas son las principales características, que considero yo configuran el modelo ecuatoriano del contrato de prestación de servicios, y que fueron conceptualizadas en la ley y descritas en las bases que se propusieron, mediante Decreto Supremo # 135 de 27 de marzo de 1973. Lastimosamente, y así lo he demostrado, no existió una correspondencia total entre la conceptualización doctrinaria, la naturaleza jurídica y - la aplicación en la práctica de este modelo de contratación, porque se traicionó su espíritu al no reformar el régimen - tributario que hubiera facilitado su puesta en marcha. Ahora bien, para los fines del presente trabajo lo importante - ha sido establecer los antecedentes jurídicos, históricos, - que sirvieron de base para elaborar el actual marco jurídico de la nueva modalidad de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, proponiéndome a a nalizar a continuación.

E. LA NUEVA MODALIDAD: PRESTACION DE SERVICIOS PARA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS.

El Ejecutivo en virtud del art. 65 de la Constitución Política de la República del Ecuador, que le concede la iniciativa para la expedición de Leyes envió a la Legislatura mediante oficio # 81-237-DA de 9 de abril de 1981 (Abogado Jai

me Roldós Aguilera), para "consideración, conocimiento, discusión y resolución del plenario de la comisión legislativa permanente" dos proyectos de ley: uno, de reformas a la Ley de Hidrocarburos, encaminada a crear el llamado contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos; y otro, de reformas a la Ley de Impuesto a la Renta, tendientes a establecer un tratamiento especial a favor de las empresas que celebren dicho contrato, y que serán objeto de análisis en el próximo capítulo, proponiéndome en las siguientes páginas de este capítulo, dejar delineado perfectamente el nuevo modelo de contrato aprobado por el legislativo.

Basándose fundamentalmente en la necesidad de incrementar las reservas hidrocarburíferas, que en los últimos años han decendido dramáticamente, poniendo en grave peligro la estabilidad económica del país en un futuro cercano; en el conocimiento de que el Estado no puede absorber los altos costos que implica la exploración y explotación de hidrocarburos en su totalidad; y en la no existencia de un modelo contractual que satisfaga las aspiraciones nacionales en la actual Ley de Hidrocarburos se propuso el siguiente modelo contractual que fuera instrumentado mediante las reformas a la Ley de Hidrocarburos de 13 de agosto de 1982 y que a continuación paso a describirlo.

En efecto el art. 16 reformado define lo que será esta nueva modalidad: son contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos en que personas jurídicas previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan para con CEPE a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburíferas en las áreas señaladas para el efecto invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Sólo cuando el prestador de servicios para exploración y ex-

plotación hubiere encontrado, en el área señalada, hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos y al pago por sus servicios en función de las inversiones no amortizadas, dentro de los plazos que para el efecto se señalen..."

1. APRECIACION GENERAL

Había puntualizado anteriormente, que el contrato de servicios en su forma más pura, estipula una tasa de retorno fija sobre la inversión. Este rendimiento cubre los costos y permite una ganancia razonable sin importar el resultado del proyecto. Por lo tanto la compañía no asume ningún riesgo, fuera de la capacidad o voluntad del país de pagar. De la misma manera, la compañía no recibe ninguna ganancia extra si por ejemplo, se encuentran grandes reservas de petróleo. Naturalmente el rendimiento efectivo para la compañía será mayor en dimensión absoluta mientras más grande sea la inversión realizada, como ocurría en el caso de un gran descubrimiento de petróleo.

En la nueva modalidad actual, este contrato de servicios que le hemos llamado puro, es modificado ya que la compañía soporta parte del riesgo geológico en la fase de exploración. La compañía corre con los costos de exploración y entonces se le concede un contrato de servicios para desarrollo si es que descubre un nivel de reservas económicas.

El objetivo del contrato de servicios propuesto es el de atraer inversionistas extranjeros para explorar y producir petróleo crudo dentro de un margen coherente con la carta política del país.

De acuerdo con la constitución, los derechos mineros son protegidos por el Estado (Art. 46 de la Constitución Política vigente). Por lo tanto, el Estado como representante de los ciudadanos, es responsable del desarrollo ordenado de estos recursos de tal manera que de ellos resulte el mayor rédito posible para la economía en general.

Este objetivo es incorporado dentro del contrato de servicios propuesto en algunas formas:

a. El contrato asegura específicamente que el derecho legal a las reservas nunca pasa al inversionista privado. En ese sentido el Dr. Jorge Andrade manifiesta lo siguiente: "He ahí el nuevo modelo contractual petrolero, en errado en el proyecto de reformas. Nada de entrega ni menos concesión de áreas del territorio ecuatoriano. Nada de derechos reales, ni siquiera personales, para el contratista sobre áreas, ni yacimientos, ni sobre el hidrocarburo subido a flor de boca de pozo. Nada de enajenación de derechos que, en abierta oposición a lo que se ha hecho, han sido calificados por nuestras leyes, de tiempo atrás, de "inalienables e imprescriptibles". Nada, en fin, de ceder el gran beneficio económico a las empresas ni abandonar en sus manos la gestión de la explotación. En el nuevo contrato, el que explota será el Estado, por medio de un contrato de prestación de servicios." 9/

Al remitirme al texto del Dr. Jorge Andrade, Procurador Jurídico de CEPE, quiero resaltar una vez más la característica fundamental de este contrato y su ajuste con el mandato constitucional, que es el criterio rector que he venido caracterizando y analizando, a través de este estudio, quizás un poco repetitivamente, pero de la comprensión que se le dé a este asunto, en el radica el "quid" de la temática que sostengo.

Pero el legislador no sólo ha querido reafirmar el derecho soberano del Estado, sobre su recurso natural, sino que además decidió que CEPE, como el agente de la economía sea el responsable por el mercadeo de petróleo crudo producido bajo el contrato sugerido. Sin embargo se estipula el derecho del -

9/ Dr. Jorge Andrade Noboa. En la lucha por el crudo, Impreso en los talleres de Editorial Voluntad (Quito 1981).
Pág: 17

inversionista a "comprar" una porción del petróleo crudo - producido a precios internacionales (Art. 16, Inc. 7 reformado de la Ley de Hidrocarburos), con el fin de incentivar a la contratista en sus actividades de producción, y porque a las compañías les interesa el pago en crudo, del cual pueden obtener una mayor rentabilidad.

b. El rendimiento o la rentabilidad para el inversionista no está relacionado ni con el precio del petróleo crudo (mercado interno o internacional) ni a la tasa de producción anual. Más bien, se le reembolsa al inversionista mediante una fórmula diseñada para proporcionar un rendimiento sobre el capital invertido que sea suficiente para estimular a la firma que emprenda trabajos específicos; se le paga al inversionista "honorarios por servicios prestados a la economía del Ecuador" (inclusive el servicio de "afrentar el riesgo"). Además este rendimiento se calcula sobre una base neta del impuesto.

c. El inversionista no está obligado a pagar regalías u otros honorarios relacionados con la producción por el derecho a explorar y extraer petróleo crudo; ya que el inversionista por definición no tiene título o "derecho real", como había sostenido anteriormente, para extraer el recurso ya que la determinación final sobre la cantidad y oportunidad del desarrollo y extracción será tomada por el Gobierno, por consiguiente no se requiere ningún pago de este tipo (Art. 23, Inc. 3 reformado de la Ley de Hidrocarburos).

En efecto la modalidad de contrato de servicios paga al inversionista un rédito por su inversión de capital y por la transferencia del "know how" tecnológicos específico sobre la base de honorarios por servicios dependiente de una explotación exitosa. (Art. 16, reformado Inc. 2).

El rédito para el inversionista se calcula en base a:

- La suma de la inversión

- La suma anual de sus costos de operación.
- Una tasa de rendimiento específica. Más aún la tasa de rendimiento específica está encaminada a compensar al inversionista por su participación en el riesgo soportado durante la fase de exploración del contrato.

En suma el contrato propuesto estipula lo siguiente:

- Un rendimiento o rentabilidad basado en el capital invertido;
- El reembolso de costos anuales de operación, y
- Una clara repartición de riesgos, en donde todos los riesgos de exploración son de cuenta del inversionista y todo el riesgo de mercado es por cuenta del país.

2. EL CONTRATO: SUS CARACTERISTICAS BASICAS

En este numeral me propongo relevar las características básicas del contrato de prestación de servicios de la manera más clara y sencilla posible, pues es materia compleja, ya que aborda problemas de orden financiero, tributario que exigiría especialistas en estas materias, y sólo el análisis de las 38 cláusulas establecidas en las bases de contratación nos tomaría todo este estudio.

a. Objeto

La contratación de riesgo tienen por objeto explorar, desarrollar y explotar los hidrocarburos, lo que comprende el ciclo total de la operación petrolera que en detalle se subdivide en exploración, evaluación de la comercialidad, desarrollo de los campos, extracción del petróleo y transporte secundario de los hidrocarburos, hasta colocarlos en un oleoducto principal, cuyos programas deberán ser aprobados por CEPE y el contratista y deben estar precisados en trabajos para cada fase.

En algunos casos, como por ejemplo Brasil, el objeto del contrato es la prestación de servicios técnicos y financieros -

hasta la etapa de desarrollo, a partir de la cual las actividades de explotación las asume directamente la empresa estatal Petrobras.

b. Partes

Las partes que intervienen son: La Corporación Estatal Petrolera por un lado en representación del Estado ecuatoriano; y las compañías contratistas. (Art. 16, reform. Inc 1).

Al respecto me remito a lo que sostiene la OLADE, como un punto de enriquecimiento, pues esa organización tiene la apreciación global sobre la legislación petrolera latinoamericana: "Se ha visto que los gobiernos nacionales han dejado de participar directamente en la celebración de estos contratos y lo hacen por intermedio de sus empresas estatales o de los organismos determinados para asumir estas obligaciones. Esta manera de contratar de los Estados, evita conflictos directos con los gobiernos nacionales, preserva la soberanía y garantiza un mecanismo especial de entendimiento para superar las incidencias políticas, técnicas y económicas que pueden derivarse de cualquier diferencia entre las partes. Antes de la celebración de los contratos, los países toman las medidas para evitar situaciones de especulación, regulan la formación de las empresas subsidiarias con el respaldo y la garantía de las compañías matrices y en todos los casos se determina la idoneidad técnica, financiera y jurídica de los contratistas". 10/

Por consiguiente el contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos permite establecer una relación de intereses entre el Estado, a través de CEPE y una compañía petrolera dispuesta a llevar a cabo una inversión de riesgo.

10/ OLADE Documento #7, términos de referencia para una asesoría en establecimiento contractual de la exploración y explotación de hidrocarburos. 9.7.80 Quito, p. 9

c. Extensión de las áreas

De acuerdo con el contrato propuesto al inversionista se le concede un área de exploración menor o igual a doscientos mil hectáreas en tierra y cuatrocientas mil hectáreas en el mar.

El período durante el cual el inversionista tiene derecho exclusivo de exploración se limita a cuatro años, con una opción por dos años adicionales. Las extensiones son relativamente amplias, si se le considera el tamaño de los bloques del Mar del Norte y normalizadas, si se le compara con la gran flexibilidad que existe en este sentido en Colombia.

Al inversionista se le exigirá así mismo una inversión promedio en sucres no inferior al valor equivalente a ciento veinte en superficie terrestre y ciento ochenta dólares en superficie marítima, al cambio oficial vigente anuales por hectárea durante los tres primeros años del período de explotación. Las inversiones en los años sucesivos deberán ser acordadas entre las partes. (Art. 25, Inc. reform. Ley de Hidrocarburos).

Por su parte, la compañía es responsable por la totalidad de trabajos que deben ejecutarse a los efectos de establecer la prospectividad de las áreas. El monto total de las inversiones a realizarse durante el período de exploración constituye inversión de riesgo para la contratista. Esto significa que solamente podrá recuperar los egresos de este período en el evento de que se llegue a descubrir uno o más yacimientos comercialmente explotables.

Al final del período de exploración (o incluso aún antes), si se hubiere encontrado hidrocarburos, en cantidad y calidad tales que permitan la recuperación de inversiones, el repago de los costos operativos, el pago por los servicios prestados por la contratista y como mínimo un 15% de excedente, el yacimiento sería declarado comercialmente explotable.

d. Recuperación de inversiones

Declarado comercialmente explotable un yacimiento - puede el contratista iniciar el desarrollo de los campos. El período de explotación dura 20 años, prorrogables por acuerdo de las partes.

El tiempo de recuperación de las inversiones es financieramente atractiva; cinco años para las inversiones de exploración y diez años para las de explotación.

e. Pago por los servicios

La producción de los yacimientos será utilizada, en parte, para satisfacer la demanda interna del Ecuador y el saldo se comercializará en los mercados internacionales. De los ingresos brutos que generan CEPE reembolsará a la contratista las inversiones, costos y gastos de operación, entre gándole además, una tasa por los servicios prestados.

La tasa por los servicios se cuantifica aplicando la siguiente fórmula:

$$TS = PR \cdot INA + R (P-C) Q$$

En donde:

TS = Cuantía anual del pago por los servicios

PR = Tasa promedio del PRIME RATE, calculado sobre una canasta formada por los principales bancos de Estados Unidos de América.

INA = Inversiones del período de explotación, aún no amortizadas.

C. = Costos de producción de transporte, por barril de petróleo.

P = Precio promedio del petróleo, en los mercados internacionales.

Q = Producción anual del área contratada, en barriles de petróleo.

"R" es en realidad un factor variable y es determinado en función de la producción promedio anual que se obtenga en el área.

La expresión matemática de "R" es:

$$R = \frac{R1.Q1 + R2.Q2 + R3.Q3}{Q1 + Q2 + Q3}$$

Donde:

Q1 = Producción promedio anual de hasta 10.000 barriles diarios;

Q2 = Incremento de la producción promedio anual entre 10.000 y 30.000 b/d

Q3 = Cualquier incremento de la producción promedio anual, superior a los 30.000 b/d.

$1 > R1 > R2 > R3$ son los valores que los oferentes propondrán a CEPE, al momento de la presentación de los documentos licitatorios.

Una vez que el yacimiento o yacimientos han sido declarados comercialmente explotables, la recuperación de las inversiones efectuadas por la contratista, el repago de los costos operativos y la cancelación de la tasa de servicios queda asegurada y no depende por otro lado la economía del contrato de factores exógenos o cambios de política interna.

En efecto, la tasa de servicios depende de los precios internacionales del crudo, de la tasa de interés preferencial en el mercado de los Estados Unidos y de las condiciones operacionales de la propia explotación: costos y niveles de producción.

Es interesante anotar, así mismo, que las obligaciones contractuales pueden ser satisfechas por CEPE en dólares o en petróleo no existiendo por otro lado restricción alguna para la remisión de divisas al exterior. Por el contrario se ha establecido un mecanismo que permite que los pagos puedan ser efectuados de manera automática al contratista, por parte del Banco Central.

f. Aspectos Tributarios

Los contratistas de prestación de servicios están sujetos a menos de una decena de tributos y deducciones, de los cuales dos son los más importantes: el impuesto a la renta y el 15% destinado, en parte, a bonificar a los trabajadores de la propia empresa.

La base para el cálculo de los gravámenes y deducciones es la tasa de servicios "TS", que ha sido ya ampliamente comentada. La metodología para establecer los valores impositivos y las deducciones está perfectamente definida y no es factible que se produzcan interpretaciones diferentes a futuro.

g. Aspectos Económicos del Contrato

El contratista viene a prestar en el país 3 clases de servicios: técnicos, financieros y administrativos.

Los servicios técnicos consisten en las operaciones necesarias para la exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos en el área de servicio, cuya concesionaria es CEPE frente al Estado ecuatoriano, de tal manera que la compañía petrolera se constituye en simple operadora de CEPE.

Los servicios financieros consisten en la provisión de fondos que la contratista debe hacer a favor de CEPE para realizar las operaciones de exploración y evaluación y en el evento de descubrir un campo comercial, todos los fondos necesarios para financiar las inversiones de desarrollo y de producción.

Los servicios administrativos consisten en que la contratista emplee métodos y prácticas de administración internacionalmente reconocidos dentro de la industria petrolera.

La Ley contempla que CEPE pueda pagar en dinero, en especie o en forma mixta. El pago en especie es sumamente importante dentro del contexto de la industria petrolera internacional, como ya había manifestado anteriormente, por la razón de que el contrato es ante todo petrolero y a las compañías estatales o privadas petroleras lo que les interesa es el pago en especie; debido, en unos casos, al abastecimiento de crudo -

para efectos de refinación o de industrialización dentro de la petroquímica.

Por otro lado, el pago solamente en dinero conlleva al país productor a cargar con todo el peso del riesgo del mercado - internacional tanto en el precio y en el transporte, así como en la comercialización encareciendo los costos financieros del proyecto de explotación hidrocarburífera.

El precio del hidrocarburo es el del mercado internacional - correspondiente al último precio promedio mensual de ventas externas realizadas por CEPE teniendo en cuenta la calidad - equivalente de los hidrocarburos, y sin tomar en cuenta los volúmenes destinados a trueque o compensación.

La contratista utilizará códigos de cuentas, sistemas y procedimientos compatibles a los utilizados por CEPE, debiendo mantener cuentas y subcuentas que faciliten y permitan la - revisión e interpretación de los egresos de la contratista y la conversión al sistema de contabilidad de CEPE.

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, como ente empresarial y parte contratante en representación del Estado, debe obtener resultados independientes para cada uno de los contratos, utilizando su propio clasificador de gastos y las normas y procedimientos contables señalados en este Reglamento; igualmente administrará sus registros contables en armonía con los principios, las políticas y el manual general, - expedidos por la Contraloría General del Estado.

3. INCENTIVOS FINANCIEROS CREADOS POR EL CONTRATO PROPUESTO.

Algunos de los incentivos financieros creados por este tipo de contrato sobre las tres partes describo brevemente - en esta sección. Pero al mismo tiempo señalo los desincentivos que el modelo ecuatoriano adolece y que parecen amedrentaron un tanto a las compañías que compraron las bases para la licitación.

a. Inversionistas

Dependiendo de las características de la firma inversora, pueden crearse cierto número de incentivos o desincentivos. Primero, el peso del riesgo de exploración combinado con una tasa regulada de rendimiento sobre exploraciones exitosas puede servir como un desincentivo financiero para el inversionista. Muchas compañías multinacionales grandes diversifican sus programas de exploración de tal manera que las pérdidas de algunas áreas puedan ser compensadas por ganancias en otras áreas. De acuerdo con el contrato de servicio propuesto el alto potencial de cualquier inversión ecuatoriana está limitado a alguna tasa específica. Por lo tanto, el inversionista podría estar limitando el rendimiento potencial sobre la totalidad de su portafolio al invertir en el Ecuador.

Segundo, las condiciones del contrato estipulan que el honorario por servicios se basará en un rendimiento neto de impuestos. Por lo tanto, podría creerse que no se han creado incentivos para el inversionista en este sentido. Sin embargo, esta declaración sería válida únicamente si es que el impuesto ecuatoriano no se lo considera deducible en el país de origen del inversionista extranjero. Al respecto debo manifestar, de mis investigaciones personales que tanto la Occidental como la Exxon, en las rondas de negociaciones que se están llevando a cabo, han solicitado se incluya una cláusula por la cual la Dirección General de Rentas ratifique su obligación de extender certificados de pago del impuesto a la renta, y de acuerdo al principio que nadie puede ser sujeto de doble imposición, aún más al no existir disposición tributaria al respecto, debo concluir que si se ha creado un incentivo financiero en este sentido.

Tercero, si la exploración es exitosa, la compañía tiene todos los incentivos para "sobre-invertir" en el proyecto. Ya que el honorario por servicios se basa en la cantidad de capital invertido independientemente de la tasa de extracción,

la única forma en la cual el inversionista puede aumentar su ganancia es aumentando el tamaño de inversión. Esto es, al inversionista no le interesa minimizar los costos porque estos son pagados por la otra parte. Finalmente, el inversionista tendrá incentivos para transferir - precio el costo de los servicios y el costo de la inversión a precios más altos que los del mercado. Otra vez, el único medio que el inversionista tienen para aumentar su ganancia es inflar la tasa base y los costos de operación.

Cuarto, el honorario por servicios no se basa sobre gastos capitalizados de exploración. Sin embargo, estos gastos son parte de la inversión total realizada para poner un campo en producción. Por lo tanto, si bien no explícitamente dentro del contrato, el inversionista tratará de encontrar maneras para obtener un rendimiento por la exploración. Estas maneras podrían tomar la forma de requerir una "R" mayor en el cálculo del honorario por servicios o de alguna otra manera.

Quinto, muchas compañías petroleras multinacionales buscan - acceso a petróleo crudo como parte de cualquier contrato con un gobierno anfitrión. Las disposiciones para acceso preferencial al crudo en el contrato podrían no ser suficientemente enérgicas para algunos inversionistas. Además, la obligación explícita de CEPE de entregar petróleo crudo para el - mercado doméstico puede debilitar aún más la credibilidad de esta disposición. Dependiendo de las condiciones del mercado local, CEPE podría verse obligada a aumentar la participación de producción de petróleo crudo para el mercado doméstico. Por lo tanto, podría suscitarse un conflicto entre los derechos "preferenciales" del inversionista y la obligación de CEPE de abastecer al mercado doméstico.

Por último, si se encuentra cualquier cantidad de petróleo, el inversionista tiene todos los incentivos para continuar con el desarrollo y la producción. Si el proyecto se cancela al término de la fase de exploración, entonces el inversionista no recobrará nada, sin embargo, si comienza el de-

sarrollo, el inversionista recibirá un rendimiento neto de impuestos garantizado el cual se ajusta de acuerdo al riesgo soportado al comienzo del período de exploración. Habiendo soportado estos riesgos, el inversionista sólo puede ganar al continuar con el proyecto.

b. El Gobierno del Ecuador

El contrato de servicios trata de asegurar que la economía del país no correrá con ningún riesgo (o muy poco) de exploración. Sin embargo, si la exploración tiene éxito, entonces todo el riesgo de mercadeo corre por cuenta del país. En casos en los cuales los precios del mercado caen (o aumenta la demanda doméstica) entonces el país podría encontrarse en la situación de verse obligado a pagar al inversionista sus honorarios por servicios con un resultante flujo de caja negativo para el país en general.

c. CEPE

Las responsabilidades de CEPE bajo el contrato propuesto son numerosas. Primero, debe asegurarse de que la contabilidad llevada por los inversionistas sea exacta. Segundo, debe efectuar al inversionista todos los pagos requeridos por el contrato. Tercero, debe pagar las regalías estipuladas por la ley. Cuarto, de hacer una evaluación del desarrollo. Quinto debe comercializar el petróleo crudo. Finalmente, debe asegurar el aprovisionamiento del mercado doméstico. Estas responsabilidades son adicionales a las otras responsabilidades de CEPE de formular su propio programa de exploración y desarrollo.

La responsabilidad financiera es un factor primordial para CEPE. Además de los reembolsos y tasas de servicio, CEPE deberá compensar al inversionista por todos los impuestos y deberá pagar las regalías. Estos impuestos son una carga para CEPE por encima de aquella que se impone a la economía en general. Estos pagos representan transferencias de recursos de CEPE a otros departamentos del gobierno y por lo tanto, des-

de un punto de vista social, correctamente no se los toma en cuenta en ninguna evaluación. Sin embargo, la independencia financiera de CEPE podría verse amenazada por este modelo contractual.

Efectivamente, este contrato es un tipo de préstamo en donde CEPE está obligada a pagar al inversionista intereses a través del tiempo. Más aún, el tamaño de estos pagos está fuera del control de CEPE y son independientes de la tasa de extracción, del precio del petróleo, y de la ganancia general de cualquier campo en particular. Por lo tanto, CEPE podría verse en el caso de compensar al inversionista por un campo perdedor.

Existen problemas adicionales. Podría haber un conflicto entre CEPE y el gobierno sobre la viabilidad comercial de un campo determinado. Esto es verdad en cuanto el gobierno hará la evaluación (correctamente desde su punto de vista) basado únicamente en el valor actual de los pagos en efectivo obtenidos al momento por el inversionista. Sin embargo, CEPE evaluará el mismo proyecto (correctamente desde su punto de vista) basado en el total de pagos que deberá hacer al inversionista.

Estos pagos incluyen impuestos y regalías además de los flujos de caja netos del gobierno. Por lo tanto, el rédito para CEPE como una institución financiera independiente siempre será menor que el rédito para la economía en general. En efecto, el valor actual para CEPE podría ser negativo para un proyecto específico, mientras que el valor actual para la economía en general podría resultar positivo.

Ninguno de los puntos arriba anotados sería un problema si CEPE tuviera acceso a recursos financieros de otras fuentes que de las compañías. Sin embargo, la explicación del contrato establece claramente que se espera que CEPE reembolse al inversionista de los ingresos que provienen del proyecto. Si el rendimiento no es suficiente, no es clara al momento, de

donde se obtendrían los recursos financieros necesarios.

Una vez que he analizado los incentivos financieros sólo me restaría por concluir con respecto a este asunto, que el marco jurídico creado por el contrato de prestación de servicios en lo relativo a la naturaleza de las relaciones económicas entre el Estado y las Compañías Extranjeras, responde a la histórica política de defensa de los ingresos petroleros que generarán la explotación de los hidrocarburos. La operadora de CEPE, que sería una de las compañías a la que se le adjudique la licitación de uno de los bloques, recibirá como rentabilidad de sus inversiones, una tasa interna de retorno en correspondencia con el volumen de inversión realizada, con las condiciones de inflación, el costo del dinero y del riesgo geológico incurrido.

Bajo la mecánica propuesta, pienso yo, que se ha establecido una correspondencia equilibrada entre las partes contratantes, las compañías, el Estado y CEPE; pero es mi obligación llamar la atención (como había sostenido CEPE deberá pagar por todos los impuestos y deberá pagar las regalías) que sin un debido control y si no se le entregan a la Corporación las suficientes fuentes de financiamiento (mayor participación en la renta petrolera), se la podría estar sometiendo a un problema sumamente grave, al verse aún más, amenazada su independencia financiera.

CONCLUSION GENERAL:

De las formas contractuales que contiene la legislación petrolera ecuatoriana, indudablemente que la más atractiva es la de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, por las siguientes razones:

- La distribución de riesgos minero, de comerciabilidad de los yacimientos, de desarrollo de los campos, de producción de transporte, de comercialización, del precio interno y externo de los hidrocarburos, una vez que son compartidos con

la compañía operadora, se traducen en una más estable y óptima posición financiera del ente estatal contratante.

- La imagen política de este contrato es favorable pues no entrega derechos reales a las compañías, por lo tanto el Estado a través de CEPE mantiene la propiedad inalienable e irrenunciable sobre las áreas de exploración y sobre la propiedad del hidrocarburo, figura ésta que no sucede con la concesión o con la asociación.

- En cuanto al concurso, la contratación producida como efecto del mismo, determina el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda, necesario para tener la seguridad de que la tasa por servicios de las compañías operadoras es la más baja del mercado, en el momento en que se realiza la contratación. Por otro lado, al concurso concurren compañías de varios países, lo que permite diversificar la contratación desde el punto de vista geopolítico. Para lograr este efecto, también se hace necesario que al concurso le suceda la contratación directa, pero ya contando con parámetros de negociación que produjo el concurso.

- Y finalmente el mecanismo del valor retenido aspira a que luego de realizado el proyecto de exploración y explotación el país cuente con un importante valor retenido, constituyendo una de las metas sobresalientes que se debe perseguir y que también la regula el concurso.

Del valor retenido dependerá en forma cuantitativa la mayor o menor redistribución de riqueza que se pueda lograr; una adecuada legislación para este propósito, es el complemento que permitirá realizar esta justa aspiración.

C A P I T U L O I I I

CAPITULO III

LAS REFORMAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS

Como es de conocimiento público, la Cámara Nacional de Representantes mediante Decreto Legislativo # 101, de 6 de agosto de 1982, publicado en el Registro Oficial # 306 del 13 de agosto de 1982, reformó la Ley de Hidrocarburos, que no tiene otro objetivo, que introducir en el país la modalidad de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Así mismo, el legislador mediante decreto legislativo # 102 de 6 de agosto de 1982, publicado en Registro Oficial # 306, de 13 de agosto de 1982, definió el sistema tributario aplicable a la contratación de prestación de servicios en la exploración y explotación de hidrocarburos, que será motivo de análisis en la segunda parte de este capítulo.

Las consideraciones que tuvo el legislador para reformar la Ley las podríamos establecer de la siguiente manera:

- En cuanto a las reservas hidrocarburíferas, es evidente que si el mundo está en crisis y que nuestro país con sus propias características forma parte de la misma, es un objetivo el salir de ella y para el efecto una de las políticas a efectuarse es aumentar nuestras actuales reservas hidrocarburíferas, 11/ que se las descuidó en la década de los setenta y que actualmente por más esfuerzos que haga la CEPE, no incrementarán significativamente por las limitaciones financieras que no le permiten cubrir sino una pequeña parte de los programas que necesita el país en materia de exploración, y por el riesgo de perderlo todo en el caso de que las costosas operaciones exploratorias no tuvieran éxito. Esto no quiere decir que la Empresa Estatal no esté preparada técni

11/ El Comercio, sábado 8 de octubre, primera sección, pág.1
Declaraciones del Sr. Ministro de Recursos.

camente, por el contrario, los descubrimientos del Nor-oriente, los actuales del campo Libertador, prueban justamente la bondad de la misma.

Otra razón que podemos esgrimir es que diariamente la riqueza petrolera se va agotando y no olvidemos que el principal inyectador del Presupuesto del Estado, (más de la mitad de las exportaciones, casi la mitad de las inversiones del sector público y la cuarta parte de los ingresos reales del país) de los organismos encargados del mantenimiento de la Seguridad Nacional, de los proyectos de desarrollo, es el PETROLEO. Por consiguiente si no se hace un buen esfuerzo, en el sentido propuesto, debilitaríamos al Estado profundamente y a su progreso, con su consiguiente costo social. En este sentido debemos confirmar lo aseverado con cifras pues si explotamos diariamente un promedio aproximado de 210.000 barriles diarios, desde diciembre de 1972 a finales de 1982, hemos consumido un total de 750'000.000 barriles de las reservas que en un principio de la actividad, fueron estimadas en 1.500'000.0 de barriles y actualmente fijadas en 1.675'000.000 de barriles las probadas y probables, o sea que hemos consumido alrededor de un 40% de nuestras reservas, pero si calculamos sobre las reservas probadas solamente, que están fijadas en 1.074'100.717 barriles 12/, el panorama es dramático porque habríamos consumido el 70% aproximadamente.

Son estimaciones que hablan por sí solas y que ratifican que este criterio es válido para establecer la estrategia de apertura al capital extranjero a través de las reformas a la Ley de Hidrocarburos. Es más dentro del mundo petrolero se considera que una buena política de conservación de reservas es aquella que está dada por el índice consumo versus incremento de reservas. Es decir si hemos gastado aproximadamente 750'000.000 de barriles, deberíamos haber establecido una política de exploración que nos hubiera permitido encontrar por lo menos un igual volumen de reservas. Pero nada de eso ha

12/ Diario El Comercio. Viernes 14 de octubre de 1983

ocurrido y apenas se calculan las reservas probadas de CEPE en 150'000.000 de barriles. He aquí la realidad inobjetable.

Ahora consideraré la realidad objetiva del consumo interno de derivados (gasolina, diesel, LPG, avgas), según cifras establecidas por los informes estadísticos de CEPE, se puede establecer que el mismo creció en un 8% anual para el año 1982 y que posiblemente se mantendrá igual en 1983.

Al respecto debo aclarar que si el 15% establecido para el año 1980 y el 12% para 1981, ha decrecido a esta tasa promedio anual vigente, de consumo interno, corresponde a los resultados de varios factores, entre otros la recesión económica que vive el país que ha incidido directamente sobre el transporte; el alza de los precios de los combustibles que ha restringido el uso y el abuso de los mismos; las inundaciones que han destruido la red de carreteras; la prohibición de las importaciones de vehículos; y por último la puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico Paute que ha sustituido el consumo de diesel para las plantas termoeléctricas. Imaginémonos que se oriente de otra manera este tipo de políticas y que se establezca la normalidad de la red de carreteras, así como en las condiciones climáticas tendremos entonces que el índice del consumo interno se disparará nuevamente. En todo caso lo que quiero resaltar es que si mientras en 1973 se destinaron al consumo interno 43.000 barriles diarios de petróleo, en 1980 fueron consumidos 100.000 barriles diarios, y actualmente se están consumiendo aproximadamente 115.000 barriles diarios de nuestra producción fijada por la OPEP en 220.000 barriles, estaríamos destinando el 50% al consumo interno, que de otra parte como sabemos es subsidiada con relación a los precios reales del mercado y de otros países (irónicamente se sostiene que estamos subsidiando el contrabando); por consiguiente podemos concluir que si bien estos años se nota un decrecimiento del índice promedio actual del consumo interno no está garantizado que el mismo se mantenga; y por otro lado de todas maneras el consumo es elevado, e incidirá sobre los saldos cada vez mayores a importarse para abastecer el mercado interno a precios internacionales. Es evidente que este -

indicador inclina aún más la balanza en favor de las reformas a la Ley de Hidrocarburos, que posibiliten la presencia de las compañías extranjeras, y establezcan nuevas reservas que permitan sostener la economía del país.

- En cuanto a la exploración hidrocarburífera, esta requiere de ingentes capitales, alta tecnología, maquinaria especializada, etc. que traducidos a dólares puede establecerse así de acuerdo, al proyecto de Reformas enviado a la Cámara Nacional de Representantes: "Pensemos en que un programa medio de exploración sin tomar en cuenta la fase de explotación, se mantienen en el orden de los 25'000.000 de dólares en un sólo bloque de 200 mil hectáreas, en actividades costa adentro; esta cifra sube al orden de los 50'000.000 de dólares en operaciones costa afuera; de donde se deduce que para explorar sólo 5 bloques en tierra serían necesarios alrededor de 125'000.000 de dólares, que equivalen a 3.125'000.000 de sucres" 13/

Ahora bien si nuestra reserva monetaria estuvo cifrada en 92.1 millones de dólares de acuerdo a los datos que ofrece la Revista Económica de HOY (12 de octubre 1983), se me ocurre preguntar, no es acaso atentatorio para el país que CEPE corra con el riesgo exploratorio? Qué porcentaje de nuestras escuálidas reservas monetarias habría que entregar a la empresa estatal para que corra con el riesgo de la pérdida de esos capitales. Por qué países como Inglaterra, Colombia, Brasil, etc. que tienen mayores capacidades de todo orden para enfrentar esta actividad han cedido el riesgo a las empresas privadas. Creo que las respuestas son obvias y que ratifican la línea de pensamiento que analiza los parámetros que sirvieron de análisis al legislador.

Actualmente los costos de producción de la CEPE, en el Nor-

13/ Proyecto de reformas a las Leyes de Hidrocarburos y de Impuesto a la Renta, enviados a la H. Cámara Nacional de Representantes. Abril 1981

oriente están fijados en US\$ 10.00, sin embargo, como no se ha establecido un régimen jurídico-financiero especial para la liquidación de la renta petrolera se sigue aplicando por extensión el régimen tributario y de distribución que rige para los campos que explota el Consorcio CEPE-TEXACO, y por consiguiente no se llegan a amortizar los costos de producción de CEPE, debilitándole aún más financieramente. Sin embargo, yo considero, que a la Empresa Estatal se la debe reservar aquellas áreas de mayores probabilidades, porque de esta manera el riesgo es menor y el Estado sería el beneficiario total de la renta petrolera.

Por estas consideraciones, el legislador llegó a Reformar la Ley de Hidrocarburos, y escogió la forma contractual de la prestación de servicios, con riesgo, pues comprendió: "que está de acuerdo con las tendencias modernas de explotación, con los derechos soberanos e irrenunciables del país, con el espíritu de la Constitución que nos rige y con las circunstancias imperantes en el mercado internacional, así como en el mercado nacional o consumo interno de los hidrocarburos" 14/ que es la filosofía que tuvo el ejecutivo al proponer este modelo de contratación y que se encuadra con una sana política petrolera.

A. ANALISIS DE LAS REFORMAS PROPUESTAS

Como he sostenido, el objetivo de las Reformas a la Ley de Hidrocarburos, es el de introducir el nuevo modelo contractual de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, el legislador no modificó el resto de la ley, por consiguiente esas disposiciones legales son aplicables a este contrato.

Ahora bien antes de analizar las reformas propuestas, me voy a referir brevemente al aspecto de la constitucionalidad de

14/ Jorge W. Cevallos Salas, Dos Proyectos Petroleros, Editorial Universitaria, Quito, 1982, pág. 18

las reformas, por que si no lo son, creo que el planteamiento del trabajo debería haberse establecido desde otros parámetros. Sin embargo porque considero que las reformas son constitucionales quiero abordar en primer lugar este asunto, para luego proceder al análisis de las 27 reformas introducidas en la Ley de Hidrocarburos.

1. LA CONSTITUCIONALIDAD DE LAS REFORMAS

El problema está enmarcado en las disposiciones de los Arts. 45, 46, 52 fundamentalmente de la Constitución Política de la República del Ecuador. En efecto el artículo 45, corresponde a la disposición general sobre la organización y fundamento de la economía del país y en particular para los efectos de este análisis tendría que ver con aquello de que todos los habitantes del país tenemos "iguales derechos y oportunidad frente a los medios de producción y consumo"; por consiguiente la "creación de un nuevo tipo de contrato para una misma actividad, pero con diferente tratamiento económico, incurre en contradicción con el mandato constitucional" 15/; en conclusión sólo es posible usar un tipo de contrato, pues utilizar un tipo diferente de contrato sería no dar iguales oportunidades y derechos frente a los medios de producción y consumo.

Es evidente que el legislador no tuvo esta intención, porque de ser así, no habría la posibilidad de que existan diversos tipos de contratos para una misma actividad económica, lo cual es absurdo. Es más, los actuales contratos vigentes en la Ley de Hidrocarburos tendrían que ser declarados inconstitucionales, pero como la objeción de inconstitucionalidad, está orientada a respaldar "el contrato tipo para la exploración y explotación de hidrocarburos", este sería el único mo

15/ Víctor M. Olalla, Washington Alvarez "Análisis de la Reforma de la Ley de Hidrocarburos", Quito, 1981, págs. 3.

delo de contrato que podría ser aplicado. Se olvida entonces por más que se quiso disfrazar, que este es un contrato de concesión y que cuando se promulgó la Ley de Hidrocarburos de 1971, se abolió esta forma contractual. Se busca acaso establecer el monopolio para la Texaco, y si esa es la intención que hacemos con la norma constitucional del inc. 3 del Art. 45 cuando establece que: "Se prohíbe y la ley la reprime, cualquier forma de abuso de poder económico, inclusive las uniones y agrupaciones de empresas que tiendan a dominar los mercados nacionales, a eliminar la competencia o aumentar arbitrariamente los lucros".

Puedo entonces concluir, sin temor a equivocarme que la intención objetiva del legislador, está establecida en el mismo Art. 45, inc. 1 cuando dice: "El desarrollo, en el sistema de economía de mercado, propende al incremento de la producción y tiende fundamentalmente a conseguir un proceso de mejoramiento y progreso integral de todos los ecuatorianos".

En otras palabras, una economía de mercado supone "concurrentia o competencia" y a través de ella el legislador quiere que se produzca el aumento de la producción. Reprime el monopolio, dicho de otra manera está creando el marco jurídico adecuado para que vengan las empresas, compitan y como fruto de ese juego, el beneficiario sea el país.

En cuanto al artículo 46, la discusión está centrada en el sentido de conocer si efectivamente la Constitución establece que esta reservado exclusivamente para el Estado la facultad de contratar la exploración y explotación de los hidrocarburos con empresas petroleras y que sólo por vía de excepción se podría pensar en contratar con la empresa privada.

El artículo 46 de la Carta Política, establece que la economía funciona a través de cuatro sectores, que son los siguientes:

- el público, "compuesto por las empresas de propiedad exclusiva del Estado".

- el mixto, "integrado por las empresas de propiedad de particulares en asociación con instituciones del sector público".
- El comunitario o de auto gestión, "integrado por empresas cooperativas, comunales o similares, cuya propiedad y gestión pertenezcan a la comunidad de personas que trabajan permanentemente en ellas" y,
- El privado, "integrado por empresas cuya propiedad corresponde a una o varias personas naturales o jurídicas de derecho privado y en general, por empresas que no están comprendidas en los otros sectores de la economía".

El mismo artículo cuando habla del sector público, establece que "está compuesto por la empresa de propiedad exclusiva - del Estado" (por consiguiente CEPE, INECCEL, etc.) y que están reservadas al mismo la explotación de las siguientes áreas:

- Los recursos naturales no renovables entre los que están - los hidrocarburos;
- los servicios de agua potable, fuerza eléctrica y telecomunicaciones;
- las empresas estratégicas definidas por la Ley.

Finalmente, con relación a la problemática planteada por el legislador diciendo que: "el Estado, excepcionalmente, puede delegar a la iniciativa privada el ejercicio de cualesquiera de las actividades económicas antes mencionadas, en los casos que la ley establezca".

Ha sido indispensable transcribir los textos constitucionales pero eran necesarios para el análisis de la discusión. Así descrita la norma constitucional el Dr. Cevallos Salas concluye de esta manera: "En consideración a lo que antecede debe concluirse, necesariamente, que está reservada al Estado privativamente, el área de explotación económica atinente a los recursos naturales no renovables denominados hidrocar-

buros, a partir del 10 de agosto de 1979, fecha en que entró en vigencia de (SIC) constitución" 16/

Así interpretada la norma constitucional se puede inferir que CEPE no puede contratar la explotación de hidrocarburos en el futuro y que debería asumir directamente la administración, con los recursos humanos y técnicos, la explotación de los hidrocarburos. En este mismo sentido, pero para otros sectores públicos subsistiría esta prohibición, tal serían los casos de INECEL, IETEL, las empresas de agua potable, etc.

Comprendida así la norma constitucional, el legislador habría procedido con total miopía y sería un absurdo el que no haya tenido en cuenta la situación mundial, la crisis actual de nuestra economía y sobre todo la situación de la propia CEPE que al decir del propio autor afirma: "Económicamente, CEPE está en situación muy grave. Su participación en las ventas del petróleo y derivados, equivalente al 24% al finalizar la última dictadura militar, se redujo al 7% a fines de 1979, - por efecto de las decisiones adoptadas en este sentido por el Ejecutivo y la Legislatura. Cuestión grave, gravísima, - por haberse agregado al hecho de que a CEPE no se le reconocen costos de producción ni gastos relativos a producir bienes y servicios utilizados por el país" 17/

Con esto me bastaría demostrar la contradicción evidente o por lo menos la confusión en la interpretación de la Constitución. Sin embargo para confirmar nuestra incapacidad de contar con nuevos recursos en el próximo capítulo analizo la situación actual del Ecuador dentro del contexto mundial, - que nos permitirá concluir que existe la imposibilidad de administrar directamente por parte del Estado-CEPE las actividades del sector hidrocarburos.

16/ Jorge W. Cevallos Salas, Dos Proyectos Petroleros, Editorial Universitaria, Quito, 1982, pág. 149

17/ Ibidem, pág. 68 y 69.

Ahora bien, insistiendo en el análisis de la disposición constitucional, el legislador establece lo que se conoce como el derecho del Estado para reservarse el manejo económico de ciertas áreas, en virtud de su soberanía y en consideración del bien común; es lo que el Dr. Jorge Andrade, lo llama el "principio de reserva" 18/. Este principio que ya fue establecido en la Constitución de 1967, art. 59, en algunas leyes secundarias como la Ley Básica de Electrificación, art. 3, y la misma Ley de Hidrocarburos de 1971, art. 1, implica dos cosas, la retención por parte del Estado de la gestión en la explotación de dichos servicios y riquezas; y, por otro lado el goce del Estado de los beneficios económicos resultantes de esa explotación, a ser distribuidos equitativamente de acuerdo a los principios constitucionales de la "eficiencia y justicia social", que norman el funcionamiento de nuestra economía. Por consiguiente cuando la gestión esté en manos extrañas y el beneficio económico vaya a parar en otros lares, se habría infringido la Constitución. Este es el meollo del asunto, y no pretender entorpecer la apertura del país a la contratación con empresas privadas, sosteniendo demagógicamente, "que nada de lo que esté reservado al Estado puede ser objeto de contratación con la empresa privada". 19/

Establecido "el principio de reserva" en la Constitución, de bemos averiguar si el nuevo modelo de contratación, se ajusta a la norma constitucional o no, para terminar con este análisis.

En el nuevo contrato, las compañías no tienen porque inmiscuirse en la dirección política de la explotación petrolera, porque no existe la vinculación que siempre se ha dado entre la producción de los campos y los beneficios del contratista, que les ha permitido debatir e ingerirse por ejemplo, en la fijación de tasas de producción, pues al establecerse actual

18/ Dr. Jorge Andrade Noboa, En la lucha por el crudo, Editorial Voluntad, 1981. pág. 190.

19/ Ibidem, pág. 193

mente que el pago debe hacerse en dinero por los servicios - prestados, nada tiene que ver con la producción del crudo. - Inclusive si bien los aspectos técnicos son los que se contra- tan y lo llevan a cabo las empresas, no olvidemos que existe un comité de administración integrado a la par por CEPE y la compañía, lo que le permitirá a la Corporación participar en la gestión técnica y por otro lado se establecerá una verda- dera transferencia de tecnología.

En cuanto a la propiedad del petróleo, vimos en el capítulo anterior, al analizar las características del nuevo contrato, que este pertenece en su totalidad al Estado Ecuatoriano y - que el contratista no tiene ningún derecho sobre el mismo. O tra cosa muy diferente es que tenga un derecho preferente - para comprar un porcentaje del saldo exportable, que signifi- ca en otras palabras el reconocimiento de que el hidrocarbu- ro pertenece a la Corporación y que por eso mismo se lo está comprando. Es decir, el legislador, fue consecuente con es- te "principio de reserva", porque a través de este contrato la gestión política de la explotación petrolera queda en ma- nos del Estado; y el beneficiario, así mismo, de la renta pe- trolera es el propio Estado.

Por último considero que la problemática radica en la aparen- te confusión, entre "contratación " y "delegación", sin em- bargo creo que la norma constitucional es clara cuando dice que: "El Estado, excepcionalmente, puede delegar a la inicia- tiva privada el ejercicio de cualesquiera de la actividades económicas antes mencionadas, en los campos que la ley esta- blezca"; no dice la norma constitucional que el Estado puede contratar la exploración y explotación petrolera con la em- presa privada. Yo entiendo que lo que quiso el legislador sostener es que, sólo el Estado por sí mismo tiene la potes- tad pública para explotar las actividades referidas constitu- cionalmente, y que esta facultad puede ser delegada a las - particulares cuando la ley así lo permitiera; en la práctica, así ha sucedido y sucede. Tenemos el caso de EMELEC, de la Anglo Ecuatoriana Oil Fields; por consiguiente el Estado Ecua

toriano en virtud de su facultad ha delegado actividades tanto del sector eléctrico como del sector hidrocarburífero, a empresas privadas, en correspondencia a las respectivas leyes y cumpliendo así con la norma constitucional. Caso contrario esas actividades reglamentadas por la Ley habría que declarar las inconstitucionales.

Quedaría por último analizar lo relativo con el art. 52 de la Constitución, que establece los principios de igualdad y generalidad tributaria. Al respecto se objeta por parte del Frente Patriótico de Defensa de los Recursos Naturales en el sentido de que "al querer dar un tratamiento tributario diferente, a estos contratos, se entra en una nueva contradicción - con el mandato constitucional" 20/, por consiguiente al establecer un nuevo régimen tributario para el nuevo contrato, se estaría faltando justamente a los principios del Art. 52, y - por lo tanto la reforma propuesta sería inconstitucional. - Juan Larrea y Julio Tobar, al comentar los principios constitucionales de generalidad e igualdad referentes a la materia impositiva consideran que: "la carta política recoge una vez más estos principios universalmente aceptados de la igualdad y de la generalidad de los impuestos, es decir que todos los ciudadanos que se hallen en las mismas circunstancias deben idénticas contribuciones al Estado, y no se admiten privilegios de índole personal" 21/. Si desarrollamos la lógica jurídica citada, el nuevo contratista se halla en circunstancias diferentes, la concepción del nuevo contrato es totalmente diferente, lo que justamente hace posible y exige un régimen tributario diferente. No olvidemos que el contrato de "operaciones hidrocarburíferas" no pudo ponerse en ejecución justamente porque no se propuso en régimen tributario de acuerdo a las nuevas circunstancias que conceptualizaron esa norma de contrato.

20/ Víctor M. Ollalla, Washington Alvarez, Análisis de la reforma a la Ley de Hidrocarburos, Quito, 1981, pág. 6.

21/ Julio Tobar Donoso y Juan Larrea Holguín, "Derecho Constitucional Ecuatoriano" Quito, 1980, pág. 322.

El régimen Tributario vigente, establecido para configurar un impuesto a la renta a base de "los precios reales de venta - del petróleo en el mercado externo" 22/ y que toman en cuenta los "costos que no se puede aplicar al nuevo contrato, proque como hemos visto los contratistas no son propietarios del barril de petróleo producido, por consiguiente no lo podrán comercializar o vender; el petróleo que se descubriere pertenece en su totalidad al Estado Ecuatoriano. Es por esta razón, y por estas nuevas circunstancias totalmente diferentes, a las tradicionalmente establecidas en la Ley de Hidrocarburos, que el legislador ha previsto un nuevo régimen tributario justamente para ser consecuente con la norma constitucional vigente del art. 52.

2. LA LEY 101

Como habíamos manifestado al comienzo de este capítulo, el legislador mediante esta ley 101, reforma la Ley de Hidrocarburos con el objetivo de viabilizar en el país la modalidad de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. Estas reformas las voy a analizar descriptivamente para evitar repetir el análisis realizado en el Capítulo II, del nuevo contrato propuesto.

a. Mediante la primera reforma se introduce la nueva modalidad de contratación, diferenciándola claramente de los otros contratos vigentes a saber: de asociación y de economía mixta. Se suprime con la presente reforma el contrato de operaciones hidrocarburíferas; y se establece muy claramente "el contrato de obras o de servicios" para diferenciarlo más específicamente del nuevo contrato, y para el efecto modifica los Arts. 2 y 5 de la Ley de Hidrocarburos.

b. La reforma del Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos, establece el concepto de lo que son los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación

22/ Decretos Supremos 2059 y Acuerdos Ministeriales 608 y 210 publicados en R.O. # 490 de 23 de diciembre de 1977 y 491 de 26 de diciembre de 1977.

de hidrocarburos y sus principales características no creo necesario detenerme en las mismas, porque ya lo hice cuando analicé el contrato, anteriormente.

c. Mediante la reforma del Art. 17, precisa el legislador lo que ahora debe entenderse por "contrato de obras o servicios específicos"; y establece que el pago debe efectuarse en dinero, aclarando de esta manera una situación un tanto ambigua que se mantenía en la Ley de Hidrocarburos cuando se decía que: "el pago de los servicios será pactado por las partes contratantes en la forma que estimen conveniente".

d. Al reformar el art. 19, el legislador crea el Comité Especial de Hidrocarburos, como el único mecanismo para adjudicar los contratos petroleros, a través de Licitación Internacional. Este comité estará presidido por el Ministro de Recursos, e integrado por los Ministros de Defensa, de Industrias, Contralor General del Estado y el Gerente General de CEPE, quien actuará como Secretario del mismo. Cuenta además con una unidad de contratación (Acuerdo Ministerial # 1733 de mayo 27 de 1983), que es la encargada de seguir el procedimiento de la Licitación.

La Ley así reformada, no permite el mecanismo de la contratación directa, que en muchos casos puede ser beneficiosa para el país, especialmente cuando se trata de diversificar áreas de influencia geopolítica, que determinaría que la contratación petrolera no se sujete a concursos que podrían ser monopolizados por compañías multinacionales de uno o de dos países.

Por último esta reforma establece que la adjudicación de los contratos establecidos en la presente ley, deberá estar reglamentada en su forma, requisitos y procedimientos por el Presidente de la República, quien mediante Decreto 1502, de 2 de febrero de 1983 puso en vigencia el respectivo reglamento, con el objeto de procurar "diversificar la adjudicación entre empresas estatales y privadas".

e. Mediante la reforma del inciso primero del Art. 20 el legislador buscó llenar el vacío que tenía la Ley de Hidrocarburos, pues no se delimitaba la superficie de los contratos para exploración y explotación hidrocarburífera costa afuera. Actualmente está fijada en 400.000 hectáreas, que corresponde a los parámetros técnicos y económicos normales de la industria petrolera, mayor extensión porque la inversión de riesgo en el mar es más costosa.

Se precisa además en el último inciso de este artículo 20 que dada la naturaleza de la relación contractual el contratista de prestación de servicios no está obligado a devolver el 60% de las áreas que originalmente se les ha entregado, como sucede en la asociación, porque es obvio establecer de acuerdo con la filosofía del contrato, que este contratista no tiene la calidad de titulares de derechos sobre áreas, por consi - guiente el Estado sigue reteniendo para sí el derecho soberano sobre esas áreas y lo único que ha hecho es contratar los servicios.

f. Las reformas del Art. 21 tienen que ver en primer - lugar con el vacío que existía en relación a la su - perficie marina que puede guardar los contratistas durante - el período de explotación y que le fija en el doble de la terrestre. Guarda relación con la reforma del Art. anterior y cubre el vacío legal que existía.

Añade el legislador, un cuarto inciso sumamente importante, cuando establece que si una compañía que hubiere recibido una superficie en el oriente y quisiera concursar para un se - gundo contrato, deberá proponerlo para el litoral y costa a - fuera. Reforma que tiene por objeto estimular la exploración en la costa y en el off-shore, así como evitar la retención de amplias superficies por parte de una o dos compañías. El legislador manifiesta madurez y experiencia al proponer esta - reforma.

g. Mediante las reformas del art. 23 se modifican los

períodos de exploración y explotación, que ya hemos analizado en el capítulo anterior, así como se deberá declarar la comercialidad de un yacimiento. Debo insistir que el riesgo, rasgo característico de estas reformas consiste en acortar el período de exploración para que la compañía haga sus inversiones de capital lo más intensamente posible, ahora bien si la compañía está en la fase de explotación esto no impide que siga haciendo exploración. Por último la prórroga de los 20 años del período de explotación sólo se hará de acuerdo a los intereses del Estado, de ninguna manera se deja abierta la posibilidad indefinida de duración de este período.

h. Mediante la reforma al inciso 4 del art. 25, lo que legislador ha realizado es reajustar el monto de las inversiones mínimas en el período de desarrollo, de acuerdo a la inflación monetaria y para el efecto ha señalado como referencia el dólar oficial vigente a la época. Era necesario esta reforma porque las actuales circunstancias de una economía permanentemente en cambio exige un ajuste continuo, que está previsto en el artículo 83, y que lo comentaremos a su debido tiempo.

i. La reforma del inciso primero del art. 29, amplía las obligaciones del contratista con respecto al sitio de entrega de los equipos, bienes, etc., que debe hacerse al término de un contrato de exploración y explotación; y en cuanto a la reforma del inciso cuarto de este mismo artículo es consecuencia de la reforma del art. 16.

j. Al añadir un nuevo inciso a la letra a) del art. 31 se crea una nueva obligación al contratista para que realice un programa de capacitación técnica para el personal técnico, para que en los primeros cinco años sea manejada esta actividad por personal nacional en un 90%. Exagerada la disposición en el sentido de que el contratista pueda cumplir con la misma porque este es un período que exige técnicos de alto nivel y gran experiencia, además que esta fase de la industria no necesita de mucho personal. Sin embargo

bargo, se entiende la intención generosa del legislador para que se efectúe una verdadera transferencia de tecnología.

La reforma de la letra k es fruto de la experiencia que tuvo el país en la década de los setenta, por eso actualmente se solicita para la aprobación del Ministerio de Recursos, el plan de actividades así como el programa de inversiones anual. Es más se exige para el período de explotación la presentación de un plan quinquenal, su presupuesto y el operativo anual.

Reformas correctas que serán la garantía de seriedad que las compañías están cumpliendo con sus obligaciones. Estas obligaciones servirán por otro lado para que los Comités de Administración de los contratos puedan hacer el seguimiento de los mismos.

De acuerdo a la reforma de la letra m se establece nuevas normas para llevar la contabilidad financiera y de costos, de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente adoptados, así como a las específicas que imparta el Ministerio de Recursos. Es un derecho del Estado, para precautelar que no existan fraudes financieros, y que CEPE lleve así mismo una contabilidad de costos, desde un principio, y no ocurra lo que le sucedió en su primera etapa gerencial.

Por último se establecen al modificar las letras s y t de este artículo 31, obligaciones tanto para CEPE como para los contratistas, de presentar programas y proyectos y sus respectivos financiamientos, con el objeto de precautelar a las poblaciones afectadas por la exploración y explotación. Similares normas se establecen para los nuevos asentamientos poblacionales.

Por último se solicitan garantías de protección del medio ambiente, de la riqueza ictiológica, de la industria agropecuaria y de la seguridad del país. Son normas establecidas internacionalmente, pero que lastimosamente son letra muerta, a menos que exista la firmeza y empeño de que las mismas se cumplan. Es muy conocido en antropología social, todos los

problemas que han causado y siguen causando las actividades petroleras, por ejemplo Venezuela, Colombia y sin ir muy lejos en el Ecuador, en Lago Agrio.

Lastimosamente en vez de ser centros que desarrollen grandes ciudades que generen mano de obra, riqueza, adelanto, urbanismo, por el contrario son poblaciones miserias. El contraste del campamento multinacional, con la población, son "dos mundos superpuestos".

k. Mediante la reforma al inciso segundo del artículo 32, se suprime la referencia "al gas asociado". Reforma lógica, por consiguiente no puede ser objeto de contratos adicionales a los que se refiere el artículo 32, los mismos que son solamente aplicables al "gas natural libre".

Se añade a este artículo, un cuarto inciso, que regulan las actividades de explotación de petróleo de quince grados API, conocidos en el "argot" como pesados, en el sentido de que será el Ministerio de Recursos quien establezca las reglas de juego para la explotación, exploración y desarrollo industrial de este hidrocarburo, por ser muy compleja esta actividad. Por eso mismo el legislador, consciente de lo anterior suprime el pago de la regalía para incentivar la explotación de este hidrocarburo, que además tiene un altísimo costo de producción.

l. Al suprimirse el tercer inciso del artículo 33, el legislador no ha hecho más que guardar coherencia con la reforma del artículo 2.

ll. El legislador al sustituir el último inciso del artículo 49 es consecuente con el concepto de lo que definió como contrato de prestación de servicios, es decir si el contratista no tiene ningún derecho sobre el barril producido, no tiene porque pagar las regalías. Esta característica fundamental del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, es la que le distingue del contrato de concesión, donde el supuesto esencial para el pago de la regalía es que el contratista tenga dere-

cho real sobre toda la producción; o sobre una parte como sucede en el contrato de asociación.

Ahora bien, esta obligación se le traslada a CEPE, quizás bajo los siguientes supuestos:

- de que la Corporación se convierta en una especie de concesionaria del Estado, dueña conceptualmente de toda la producción del petróleo, a pesar que todos sabemos que CEPE es un beneficiario menor de la distribución de la renta petrolera;
- se puede alegar que CEPE debe hacerse cargo de esta obligación, porque desde cuando obtuvo la participación de los derechos en el Consorcio Texaco-Gulf ha venido pagando las regalías al Estado;
- otro supuesto está en el artículo 19 de la Ley de CEPE que dice: "con excepción de las regalías, CEPE no estará obligada a satisfacer los ingresos estatales señalados en la Ley de Hidrocarburos...".
- A la final se podría alegar que partícipes como INECEL, la Junta de Defensa Nacional, el Consejo Provincial de Esmeraldas, entre otros, dejarían de percibir las rentas que por concepto de regalías se les entrega.

Debo indicar al respecto que el legislador, ha dejado sin establecer como deberá entregar CEPE el porcentaje equivalente a las regalías, si en dinero o en especie. Sin embargo tenemos que recurrir al artículo 50, para aclarar esta situación, que deja a elección del Ministerio de Recursos, el cobro en dinero o en especie, o parte en especie y parte en dinero, - de las regalías

El pago de las regalías supone una dura carga para la Corporación, si no se le dota de nuevas fuentes de financiamiento, si no establece un régimen tributario especial para sus propias actividades de explotación, como son las actuales del

Nor-Oriente. De aquí, la necesidad de advertir que esta disposición podría llevar a la quiebra de la Corporación. Es más si no se establece taxativamente el pago de la regalía - en dinero, podría ocurrir que CEPE tenga que importar crudo - para el pago de la regalía, si es que el consumo interno absorbe toda la producción y no se han descubierto nuevas reservas, hipótesis que no está muy lejana si no se toman medidas para evitar el despilfarro del consumo interno, o del negocio del contrabando. Otra situación paralela a la anterior, es que si la Corporación tiene que importar crudo para el - pago de la regalía, lo haría a precios internacionales, mientras por ese mismo petróleo se le pagaría a precio de consumo interno inferior al precio internacional.

Espero que la buena fé del legislador prime y que en el Ministerio de Recursos exista siempre la cordura, porque de una - mala aplicación política del artículo 50 puede desfinanciarse a la Corporación, con las graves consecuencias para el Estado, que se derivarían de este hecho.

m. Mediante la reforma al artículo 52, se establece para el presente contrato el pago por la utilización del agua y materiales que se encuentren en la región y que - deban ser utilizados para la ejecución del proyecto, y, señala por último que en las operaciones costa afuera como es obvio, no a lugar este pago.

Considero justa la disposición, pues el prestador de servi - cios va a ser uso efectivo de los materiales, por eso no son reembolsables, y es una obligación como contra-partida a la utilización de los mismos.

n. La reforma del artículo 54, es correcta y se justifica la exención del pago de los gravámenes de primas de entrada, derechos superficiarios, regalías y aportes en obras de compensación, porque los mismos corresponden a - la concesión, en la que se entregaba toda la producción al - contratista a cambio únicamente de los gravámenes indicados.

He de insistir una vez más, el esquema contractual propuesto, supone el pago por servicios, pero de ninguna manera derecho sobre el hidrocarburo. Sin embargo se establece en la presente reforma una asignación del 1% para investigación científica, del pago por servicios, que la considero justa, una vez que se han hecho las simulaciones matemáticas y las corridas probabilísticas respectivas.

Ojalá, que este aporte que hace el prestador de servicios con el carácter de no reembolsable, sirva para la puesta en marcha del Instituto Ecuatoriano del Petróleo.

ñ. El legislador añade una serie de obligaciones y sus respectivas contrapartidas, en el artículo 60, con el fin de que el contratista sepa que sus actividades no concluyen con la extracción del petróleo sino que sus obligaciones tienen que ver también con el transporte. Esto le permitirá que tenga las reglas claras para el cálculo de sus inversiones y para la presentación de su oferta dentro del concurso.

Las reformas introducidas se refieren:

1) Los contratistas de prestación de servicios deberán construir los oleoductos secundarios que fueran necesarios para transportar los hidrocarburos hasta un ducto principal;

2) Que en operaciones costa afuera los ductos, incluidos los principales, deberán ser construídos por el mismo operador.

3) Que las obligaciones anteriores deberán ser reembolsadas junto con las demás inversiones del contrato, y

4) Que la construcción de los ductos secundarios, cuando estos se justificaren económicamente por más de un contratista, su costo podrá ser compartido entre los interesados.

Estas disposiciones están orientadas a crear la red necesaria de ductos para abastecer los terminales, los centros de distribución y de comercialización; trasladando la obligación al contratista y reconociéndole un pago a la inversión a través de los mecanismos comunes de reembolso y amortización, superando el mecanismo de la fijación de una tarifa, como es el caso del actual oleoducto transecuatoriano.

Considero además importante esta reforma, en el sentido de que se le dotará para la explotación costa afuera de un ducto principal para el transporte, por lo menos, ya que la momento no contamos con ninguno. En general creo que con esta disposición superaremos aquella etapa en la que se construyó la Refinería de Esmeraldas y no existió el respectivo oleoducto que le alimentará, o cuando se han construido terminales de almacenamiento y no tenían sus respectivos ductos; o, aún pero como ha ocurrido que se han tenido que quemar gas, por no existir las interconexiones necesarias para que sean utilizadas en la planta de gas de Shushufindi. En este sentido la reforma es apropiada y trata de prever que no se vuelvan a presentar situaciones como las descritas.

o. El legislador, aprovecha de esta oportunidad, para reformar el inciso primero del artículo 78, con el objeto de establecer nuevas multas a las alteraciones de precio y calidad del expendio de productos limpios (gasolinas) al público.

p. Al reformar el artículo 83, el legislador consciente de la evolución permanente de la economía, de los términos de intercambio comercial, de los precios, en fin del sistema capitalista, concede al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos la facultad de reajustar anualmente todos los valores monetarios determinados en la Ley de Hidrocarburos, de acuerdo al índice general de precios proporcionados por el INEC, y a las variaciones del tipo de cambio oficial de la moneda.

Disposición ágil que le permitirá a la industria petrolera

mantenerse en términos reales y competitivos; que permitirá que los valores que señala la Ley no queden desactualizados con el paso del tiempo; y, que establece un mecanismo legal oportuno al otorgar al Ministerio la facultad de reajuste de todos los valores monetarios, sin que sea necesario reformar la ley cada vez que los mismos queden desactualizados.

q. Mediante la última reforma del artículo 91 inciso 2, el legislador establece que en caso, de que una empresa contratista o CEPE solicitare la expropiación de terrenos u otros bienes inmuebles o para constituir servidumbres, es requisito indispensable el avalúo previo practicado por la Dirección Nacional de Avalúos y Catastros.

Este vacío legal que existía en la ley, ha sido la causante de muchos problemas para la Corporación, como el de la expropiación de los terrenos de la Refinería Estatal de Esmeraldas situación por la cual varios gerentes y directivos de CEPE han sido glosados. Con la reforma se establece el procedimiento adecuado y legítimo para proceder a este tipo de acciones.

3. DISPOSICIONES GENERALES - TRANSITORIA Y FINAL

El Plenario de las Comisiones Legislativas consideró necesario establecer cuatro disposiciones generales, una transitoria y una final para la vigencia efectiva de las reformas, las que a continuación paso a analizar.

a. El legislador mediante la primera disposición general, establece una participación previa al asignar el 12.5% de la producción total fiscalizada de los yacimientos resultante de los contratos de prestación de servicios, para la Defensa Nacional, antes de que se dé cumplimiento con lo establecido en el inciso tercero del artículo 1 de esta Ley.

Ahora bien además de establecer una excepción, el legislador dispone taxativamente que esa producción deberá ser comercializada por CEPE y que el resultado de la misma sea depositado en la cuenta dólares de la H. Junta Nacional.

Con respecto a lo primero no creo que ningún análisis o comentario deba hacerse; y en cuanto a lo segundo la disposición es adecuada, por que pensemos que pasaría con la política de comercialización de CEPE si todos los partícipes de la "renta petrolera" solicitan sus porcentajes de crudo para comercializar por sí mismas ?

b. Mediante la segunda disposición, esta si de carácter general, se dispone que se incluya obligatoriamente el informe de labores de CEPE, al informe anual de labores - que tiene que enviar el Ministerio de Recursos a la Cámara - Nacional de Representantes.

Disposición que la considero innecesaria porque obligatoriamente el Ministerio de Recursos ha venido enviando el informe sobre CEPE, pues es una de las áreas de su responsabilidad "política". Sin embargo, como se dice "que lo que abunda no daña", espero que esta obligación no se convierta en una nueva manera de intromisión en el manejo administrativo-técnico-gerencial de la Corporación.

c. El legislador al haber introducido una tercera disposición dispone el cambio en todos los artículos a que de lugar la presente Ley de Hidrocarburos del "contrato de operaciones hidrocarburíferas", por el de "prestación de ser vicios para exploración y explotación de hidrocarburos".

Aprovecha así mismo para actualizar el nombre anterior de la Dirección General de Hidrocarburos, por el de "Dirección Nacional de Hidrocarburos", dándole así una jerarquía que abar ca a todo el país, lo que es correcto si miramos las funciones que la misma tiene.

d. La última disposición general, insiste en la disposición del artículo 11 de la Ley de Hidrocarburos, - que ya establece que la Dirección Nacional de Hidrocarburos es el organismo técnico-administrativo-fiscalizador de todas las operaciones hidrocarburíferas que se realicen en el país. Por consiguiente creo que era innecesaria esta disposición -

que determina que todas las inversiones que se realicen en el país para la exploración y explotación de hidrocarburos será objeto de fiscalización permanente y de liquidaciones periódicas, por parte de la Dirección Nacional de Hidrocarburos; y sostengo que es innecesaria porque para que existan operaciones hidrocarburíferas es necesario la inversión y además la exploración y explotación, también está comprendido dentro de las operaciones hidrocarburíferas, así que con la disposición del artículo 11 bastaba para establecer esta obligación.

Quizás el legislador quiso insistir en un control paralelo a CEPE, que a través de los "Comités de Administración" hará el seguimiento del cumplimiento de los contratos. No lo sé, pero justamente cuando se establece estos dobles controles, se pierde agilidad y eficacia empresarial.

e. La disposición transitoria, es correcta en el sentido de que establece el mecanismo para dar cumplimiento con lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 1 de esta Ley, y que consiste en que CEPE deberá actualizar sus balances generales y estados financieros, de años anteriores ante la Contraloría General del Estado, en el plazo de un año a partir de la promulgación de esta Ley. Caso contrario sería muy difícil que la Corporación pueda determinar con exactitud los costos de producción, transporte y comercialización de los yacimientos petroleros a su cargo.

Con la disposición final se derogan todas las disposiciones legales que se opongan a la presente Ley Reformatoria, y se establece su vigencia a partir de su promulgación que se hizo mediante Registro Oficial # 306 de 13 de agosto de 1982.

B. LAS REFORMAS A LA LEY DE IMPUESTO A LA RENTA (LEY 102)

La estructura tributaria que aún se halla vigente en el país fue necesaria adoptarla a los requerimientos de la industria petrolera, que como es de conocimiento, comenzó en -

la década de los setenta. Esta estructura ha sido reformada en múltiples ocasiones, pues en el país no existía la experiencia suficiente. Esta serie de reformas se produjeron hasta la promulgación del Decreto Supremo # 2059, de 16 de diciembre de 1977, publicado en el Registro Oficial #490, de 23 de los mismo mes y año, en el cual se incrementa el llamado impuesto unificado, establecido por Decreto Supremo # 982 de 21 de noviembre de 1975.

Las empresas petroleras en la actualidad, se hallan trabajando dentro de las formas contractuales de concesión y asociación, y satisfaciendo el impuesto unificado a la renta en el orden del 87.31% nivel que es apropiado cuando se tratan de reservas considerables, pero que haría difícil la comercialidad de yacimientos pequeños o de mediano volumen.

Como he venido insistiendo el nuevo modelo de contrato aísla definitivamente la posibilidad de que el contratista pueda participar en la producción del crudo, ya que todo cuanto produzcan los campos materia de este tipo de contratos, pertenece en su totalidad al ente estatal CEPE. De esto se desprende que el contratista, sin tener ningún control en la producción, mal podría haber pagado un impuesto en el que se incluye el impuesto a las exportaciones, una cantidad de dinero por cada barril producido para el IECE, comisión del Banco Central del Ecuador, ni tampoco la tarifa de transporte, ya que de hecho no se habrían dado los supuestos que originaron estos gravámenes.

Una vez que se ha establecido el criterio de que la tributación petrolera debe legislarse con el carácter de especial, se ha establecido mediante la Ley 102 un tratamiento adecuado a la modalidad contractual que he analizado. En este sentido el objetivo de la Ley Tributaria propone vincular las reservas recuperables de los yacimientos con el porcentaje de impuesto a la renta que dicha producción pueda tolerar.

Estos nuevos rangos impositivos no buscan favorecer al con -

tratista pues en su alcance máximo supera al nivel del - - 87.31% del actual impuesto unificado, dependiendo por supuesto de la magnitud del yacimiento. En estos contratos, cualquiera que fuese el nivel impositivo, se garantizará una tasa interna de retorno uniforme y constante, debiendo pagar el contratista el porcentaje de impuesto a la renta de sus ingresos brutos, una vez deducido el 15% de participación la boral.

La razón de recurrir a la relación reservas recuperables - por porcentaje de impuesto a la renta, se fundamenta en la forma como debe determinarse la comercialidad de los yacimientos en el caso de los contratos de prestación de servicios - para exploración y explotación de hidrocarburos.

La comercialidad de los descubrimientos está dada por la capacidad del yacimiento recuperable frente a la sumatoria de gastos, costos e inversiones en las dos etapas de exploración y explotación, más el pago por los servicios, impuesto a la renta, costo de capital y la utilidad razonable; todo esto - vinculado con el potencial recuperable del yacimiento como - he dicho, puesto que mientras mayores sean las reservas recuperables, mayores serán las inversiones, los costos y los - gastos, razón por la cual se ha elaborado una tarifa tributaria en base de las reservas recuperables, más acorde con el modelo propuesto.

1. REGIMEN TRIBUTARIO

Las rentas que obtienen los contratistas de prestación de servicios corresponden exclusivamente a la tasa de servicios pagada por CEPE; de tal manera que la tasa de servicios viene a constituir el ingreso bruto del Contratista. Como - la adjudicación del contrato se realiza en base a concurso, es de suponer que la compañía ganadora ha sido la que ofertó la rentabilidad más baja, o sea que al Estado le queda un valor retenido más alto, luego de la ejecución del proyecto.

El Impuesto a la Renta al que se hallan sujetos los contra -

tistas de prestación de servicios, como ya hemos manifestado, es el mismo que pagan las empresas que realizan en el Ecuador cualquier otra actividad económica; es decir, que la Ley de Impuesto a la Renta General es la que se aplica a esta clase de contrato.

La legislación impositiva para los contratos de concesión y de asociación es también especial y tiene otras escalas diferentes y más altas que las de la Ley General. Esto tiene justificación por cuanto las compañías concesionarias y asociadas mantienen derechos reales sobre la propiedad de la producción, de tal manera que el Estado tiene que regular sus ganancias mediante el incremento de las tarifas impositivas.

Pero, en cuanto al contrato de prestación de servicios, la filosofía es totalmente diferente, debido a que el Impuesto a la Renta es un costo para CEPE que se refleja en el cobro de la tasa de servicios por parte del contratista. Pudiéramos afirmar que si se prescindiese de cobrar Impuesto a la Renta al prestador de servicios, la tasa de servicios sería inferior y CEPE obtendría costos de producción más bajos por haberse obviado el pago del Impuesto a la Renta. Mas el ejercicio de toda actividad económica exige el pago de tributos.

Existe otro impuesto para los contratos de prestación de servicios llamado gravamen a la actividad petrolera, que se cobra tomando como referencia el promedio de producción diaria en gestión mensual del área materia del contrato. Es cuestionable el cobro de este impuesto debido a que la propiedad de la producción es de CEPE; pero el legislador lo creó como un medio de transferir recursos de CEPE hacia el fisco del Gobierno Central.

2. INGRESOS ESTATALES.

A diferencia de los contratistas de asociación, los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos están exentos del pago de primas

de entrada, regalías, derechos superficiarios y aportes en obras de compensación, debiendo pagar únicamente el Estado - los siguientes valores por los diversos conceptos que establece la Ley:

a. Una contribución no reembolsable, equivalente al 1% del monto del pago de los servicios, previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos en el campo de los hidrocarburos y en general de la minería, por parte del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos del Ecuador.

b. Pagos de compensación por concepto de utilización de las aguas y materiales naturales de construcción que se encuentran en el área del contrato, en las mismas condiciones que quienes tuvieran contratos de asociación. Los contratistas de prestación de servicios, deben pagar al Estado, con el carácter de no reembolsable, las cantidades mínimas de US\$ 24.000 durante el período de exploración y de US\$ 60.000 durante el período de explotación.

c. Dentro de la liquidación del pago del impuesto a la renta, los contratistas de prestación de servicios dejan para el Estado los siguientes ingresos:

1) Gravámen a la producción que, dependiendo de la misma, va desde un 3% hasta un 30% de la tasa de los servicios.

2) Exceso del 15% de participación laboral. Todo trabajador ecuatoriano tiene derecho a participar en las utilidades anuales de las empresas legalmente constituidas en el Ecuador, pero con un límite de hasta 60 salarios mínimos vitales, de tal manera que del 15% de las utilidades que pagan las empresas a sus trabajadores, no todo este porcentaje podría ser entregado a los mismos debido al límite indicado. Como en la industria petrolera las rentas son altas, el exceso que no se reparte a los trabajadores,

las empresas están obligadas a depositar en el Banco Central del Ecuador, en beneficio del presupuesto del gobierno central.

3) Impuesto a la Renta. Los contratistas estarán obligados a pagar una tarifa del 44.4% como impuesto a la renta por las utilidades remesadas al exterior, cantidades que van en beneficio del presupuesto del Estado central.

4) Contribución del 1%. Los contratistas de prestación de servicios están obligados a pagar una contribución no reembolsable equivalente al uno por ciento del monto del pago de los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos en el campo de los hidrocarburos, y en general, de laminería por parte del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos del Ecuador.

5) Otros ingresos pagados directamente por las compañías petroleras. Las compañías petroleras están obligadas a pagar todos los tributos que en forma general pagan las empresas contribuyentes al Estado ecuatoriano tales como: impuesto a las ventas (transacciones mercantiles) aranceles de importación, timbres fiscales, etc. La ley de Hidrocarburos ha previsto además que las compañías petroleras paguen anualmente las cantidades mínimas de 24 mil dólares durante el período de exploración y de 60 mil dólares durante el período de explotación, por concepto de utilización de las aguas y de los materiales naturales de construcción que se encuentran en el área del contrato y que pertenezcan al Estado. Hasta aquí hemos visto las erogaciones pagadas directamente por la compañía petrolera prestadora de servicios. A continuación veremos las demás rentas de las que participa el Estado provenientes de la producción petrolera.

d. Otras rentas petroleras para el Estado. De la producción hidrocarburífera, el Estado ecuatoriano es-

tá obligado a pagar a CEPE los costos de producción, transporte y comercialización, más un 15% que corresponde a una utilidad razonable para CEPE. Dentro de los costos de producción se halla el reembolso de las inversiones y el pago de la tasa por los servicios para las compañías petroleras operadoras. De tal forma que al cubrir los costos de CEPE más la utilidad razonable del 15%, el resto de ingresos provenientes de la producción petrolera de las áreas contratadas, se los deposita en el Banco Central del Ecuador para la cuenta única del tesoro nacional, en beneficio del presupuesto del gobierno central, del cual se procederá a realizar las asignaciones en favor de los diferentes partícipes de las rentas petroleras.

e. Por la naturaleza del contrato de prestación de servicios las compañías operadoras de CEPE, al no tener derechos reales, no están obligadas al pago de primas de entrada, regalías, derechos superficiarios, pagos de compensación o aportes en obras de compensación, ni en la participación de las tarifas de transporte, en cambio CEPE deberá pagar el equivalente de las regalías en favor del presupuesto general del Estado. Para este propósito, como CEPE solamente recibe sus costos más un 15% de utilidad, el valor equivalente a las regalías, proviene del saldo de los ingresos que producen los campos petroleros luego de haber pagado dichos costos a CEPE.

3. REDISTRIBUCION DE LAS RENTAS PETROLERAS

Los ingresos que percibe el Estado provenientes de las rentas petroleras ascienden al 66% de los ingresos totales del presupuesto general del Estado. Siendo las rentas petroleras tan considerablemente altas, es necesario comprender también que la riqueza hidrocarburífera constituye patrimonio inalienable del Estado, es decir de propiedad exclusiva de sus habitantes.

Por otro lado, si la filosofía de creación de los tributos se basa en que los ingresos provenientes de éstos constitu -

yan un medio para la redistribución de riqueza, nuestras legislaciones deben cuidar que el gasto de las rentas petroleras y del ingreso de los tributos sean dedicados exclusivamente a obras de desarrollo nacional que atiendan principalmente las obras de infraestructura prioritaria a ser realizada dentro de los sectores marginados del territorio nacional, de tal manera que beneficie directamente a la población marginada que se asienta en aquellos.

Proceder de esta manera constituye el éxito de la explotación de la riqueza hidrocarburífera, que permite que el gasto se invierta en forma regresiva (en favor de los que menos tienen) al tiempo que los tributos, por el contrario, gocen de las características de progresividad (mayor carga tributaria a quien más rentas tiene).

De lo dicho se desprende un concepto muy importante que consiste en desterrar la idea de que las empresas estatales petroleras no deben pagar impuesto, habida cuenta del equivocado criterio común de que "no es práctico sacar recursos de un bolsillo para ponerlos en el otro". Todo lo contrario; el Estado debe preocuparse de que toda renta generada en el país debe necesariamente pagar el impuesto respectivo, por que de la recaudación impositiva depende la redistribución de las riquezas de un Estado, sin importar que las mismas provengan de manos privadas o del sector público; ya que para efectos de la mencionada redistribución de riqueza, al hombre marginado no le interesa saber de los privilegios que las legislaciones permiten a través de las erradas exoneraciones impositivas, especialmente para los entes estatales. La legislación ideal sobre la problemática planteada debería llevarnos a aceptar como medida de solución, una legislación que, a modo de la venezolana, estimule la actividad petrolera a través de sociedades anónimas, cuya eficiencia empresarial exija el pago hasta del último tributo, pero con el efecto final de que la producción impositiva sea gastada exclusivamente en los sectores marginados. Por que no estaría bien que

si por un lado la actividad petrolera cumple con el sagrado deber de pagar tributos como cualquier otra actividad económica, por otro lado el ingreso de estos tributos sea dedicado para gastos administrativos y corrientes, que es el esquema al cual se han apegado nuestros países. Este error hay que enmendarlo.

C A P I T U L O I V

CAPITULO IV

INCIDENCIA DE LAS REFERIDAS REFORMAS EN EL PRESENTE Y FUTURO E-
ECONOMICA DEL PAIS

A. LA CRISIS ECONOMICA MUNDIAL

En términos generales se puede afirmar que la economía mundial se caracteriza por presentar "un cuadro de equilibrios internos y externos generalizados, tanto entre los grupos de grandes países como dentro de cada país". 23/

Los países industrializados evidencian una acentuada recesión en términos de una baja de la tasa de crecimiento de la producción y aumento de la desocupación a pesar de mostrar una ligera disminución del ritmo inflacionario. Merece señalar - por ejemplo, el caso de Estados Unidos en donde se ha logrado disminuir la inflación a niveles cercanos al 5% pero teniendo como contrapartida una alta tasa de desempleo que supera el 10% y que es comparable con la alcanzada en la crisis de los años 30 (Ver Anexo # 1).

Por otra parte, el ritmo de expansión del comercio internacional que evidenciaba en el pasado tasas de crecimiento del 6 al 8% estaría creciendo apenas al 1.5%. Un ejemplo de esta situación constituye el déficit en la balanza comercial que presenta Estados Unidos en la actualidad. La disminución de la tasa de crecimiento del comercio internacional se debe - fundamentalmente al agravamiento de los problemas de financiamiento especialmente en los países en desarrollo. Es conveniente señalar que la economía norteamericana comercializa a proximadamente el 40% de sus exportaciones a los países en desarrollo, razón por la cual uno de cada 8 obreros depende de las mismas. En este sentido, las altas tasas de interés registradas durante los años 80 y 81 tuvieron un efecto negativo en las economías de los países en desarrollo, hecho -

que determinó una serie de devaluaciones y restricciones a las importaciones, que hoy afectan el comercio exterior de los países industrializados.

En igual forma los países del área socialista muestran en la actualidad una caída del ritmo de crecimiento a tasas anuales que fluctuarían entre el 1 y 2% habiéndose registrado entre 1973 - 1978 tasas del 5 y 6%.

En general la producción económica de los países industrializados occidentales que integran la Organización de Cooperación Económica y Desarrollo (OECD) creció a un ritmo del 4.9% anual entre 1963 - 1973, de 3.3% entre 1974 - 1980 y de 1.3% en 1981. Como contraste en el Tercer Mundo, las cifras respectivas fueron del 6.6% y una tasa negativa del 0.8% en los dos últimos períodos.

1. SITUACION ACTUAL DE LOS PAISES INDUSTRIALIZADOS

Para estos países lo más destacable de la situación actual se puede resumir en los siguientes aspectos:

a. La profundidad de su recesión, expresada en un lentísimo crecimiento de sus actividades productivas y en un amplio desempleo. Las expectativas son que en 1983 el crecimiento haya sido de un 2% y que la desocupación haya alcanzado el 7.5%, que significaría 25 millones de desempleados.

b. La desaceleración del proceso inflacionario.

c. La continuación de una fuerte política restrictiva que ha colaborado a desacelerar la inflación y a generar la recesión que padecen.

d. Fuerte incremento en las tasas de interés, para declinar en el último trimestre del año pasado, pero que nuevamente están en alza (Dic. 1983).

e. Intensas modificaciones, especialmente después de

marzo de este año, de la paridad de sus monedas. Las monedas han sufrido una violenta caída a causa de la revalorización del dólar.

f. Expectativas de mejoramiento del déficit en cuenta corriente para este año.

Las siguientes son las estimaciones más relevantes que se han calculado para estos países.

TABLA # 1 *

AÑOS	TASA DE CRECIMIENTO DEL PIB (%)	TASA DE INFLACION (%)	DEFICIT EN CUANTIA CORRIENTE DE BALANZA DE PAGOS	
			(Miles de millones de dólares)	
1976-79	4.0			
1978			Superávit	14.0 <u>b/</u>
1979			Déficit	30.0 <u>b/</u>
1980	12.5	12.0	Déficit	66.0 <u>b/</u>
1981	1.5	9.5	Déficit	50.0 <u>b/</u>
1982	+ 2.0	+ 8.0	Déficit	+ 50.0 <u>c/</u>
1983-85	3.25-2.25 <u>a/</u>	6.5 - 8.5 <u>a/</u>		
1985			Superávit	6.50 <u>c/</u>

a/ La primera cifra corresponde a una hipótesis razonable y la segunda a una pesimista.

b/ Incluye transferencias oficiales.

c/ Excluye transferencias oficiales.

* Enrique Sierra C., Nuevos antecedentes sobre la evaluación de la crisis internacional. Documento, Agosto 1981, pág. 1

2. APRECIACIONES FUTURAS

a. Países industrializados

Como se ven en el cuadro anterior, las perspectivas de estos países para los próximos años son:

1) Una lenta recuperación, consiguiéndose después de

1983 una tasa de crecimiento de poco más del 3%, con posibilidades que sea aún menor.

2) Lenta recuperación de la actividad productiva en los países capitalistas industriales que sólo después de 1983 aumentarían la tasa del PIB en poco más del 3%, con una inflación de 6-7%, siempre que se apliquen programas integrales de ajustes en sus economías.

3) Un mejoramiento de su balanza externa en cuenta corriente, que empieza en 1981-1982, reduciendo su déficit hasta transformarlo en superávit en 1985.

b. Países subdesarrollados

Finalmente y para contrastar las perspectivas económicas de los países industrializados merece señalar en términos generales las expectativas de los países subdesarrollados en los próximos años:

1) Pesimistas y particularmente graves para los países en desarrollo, aunque se empiece a superar la crisis de los países capitalistas industrializados y elevar el crecimiento de los países socialistas.

2) No son optimistas para los países exportadores de petróleo que enfrentarán una constante de la demanda internacional de crudos, cuya intensidad dependerá del precio real del petróleo y del ritmo de recuperación de la actividad económica de los países industrializados. Sin embargo, los países petroleros, tomados en conjunto y en especial los grandes que han acumulado excedentes financieros, no tendrán problemas en este campo.

3) La crisis financiera por la que atraviesan los países subdesarrollados y especialmente América Latina en lo referente a la deuda externa que aproximadamente representa el 60% de la deuda total mundial, las perspectivas de crecimiento económico son inciertas. Podría infe -

rirse una mayor dependencia financiera respecto a los países industrializados y fundamentalmente Estados Unidos y varios organismos internacionales, hecho que determinaría una apertura total al capital extranjero en unos casos o el reajuste de las economías con altos costos sociales en otros.

B. SITUACION ACTUAL DEL ECUADOR

1. LA ECONOMIA; PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE SU EVOLUCION

Antes de la década de los 70 la economía ecuatoriana - fundamentalmente primaria derivaba su dinamismo de la exportación de productos agropecuarios, así podemos encontrar épocas marcadas en su historia económica en las que dominaron respectivamente las exportaciones de cacao, café y banano. Por otra parte, el poder político en general se encontraba concentrado alrededor de agroexportadores y terratenientes 24/.

Durante la década de los 70, la variable matriz de la economía constituyen los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo. La entrada masiva de estas divisas determinó la reafirmación y empuje del proceso de sustitución de importaciones que se había iniciado en la década de los 60, aunque con cierto desfase en relación a los demás países de América Latina.

El primer o principal rasgo de transformación de la estructura económica del país fue el cambio en la composición del comercio exterior.

El petróleo se constituye en el principal producto de exportación mientras los demás productos tradicionales declinaban paulatinamente su participación en la generación de divisas del país. En segundo lugar el papel que desempeña el Estado a través de las diferentes fases de la actividad petrolera y en otras actividades hace que este concentre por primera vez

24/ Moncada J. "La Economía Ecuatoriana en el Siglo XX" Universidad Central del Ecuador, 1980, pag. 19.

en la historia del país una importante cuota de poder económico y por ende político.

En 1972 por ejemplo, el valor total de las exportaciones -teniendo en cuenta que las ventas de petróleo se iniciaron en agosto- se incrementó en el 96.9% en relación al valor de las efectuadas en 1971. Respecto a los valores alcanzados en 1973 el crecimiento es exorbitante ya que aumentan en el 248.3%.

(Ver anexo # 2) Conviene señalar que el gobierno militar de la época había programado en su "Plan de Transformación y Desarrollo 71-77" un precio de US\$2.50 por barril de petróleo como base de cálculo de las inversiones, ofertas, etc. Sin embargo, el "embargo petrolero" y las decisiones de OPEP determinaron que el precio referencial de este producto alcance un valor de US\$ 13.90 para comienzos de 1974. La economía se inundó de abundantes recursos, lo que determinó el inicio de una etapa de espectaculares crecimientos en todas las variables macroeconómicas, por cuanto como ya se señaló anteriormente, no se habían previsto tan elevados ingresos de divisas.

Es así y en estas circunstancias donde el país pierde de vista los límites y la escasez de la economía ecuatoriana: sus reales posibilidades y el agotamiento de un recurso no renovable, como es el petróleo. La política económica se dirige desordenadamente a impulsar un amplio plan de obras de infraestructura y un tímido proceso de industrialización orientado a la producción de Bienes de Consumo sobre la base de un alto componente de insumos importados para sustituir en alguna medida y a cualquier costo, determinadas importaciones. La oferta monetaria no tuvo como contrapartida una oferta real en el mercado interno sino que fue absorbida en gran parte por la importación de Bienes y Servicios y por el sector de la construcción que fue el más dinámico.

En estas circunstancias, el mercado interno adquiere una nueva dimensión en virtud de que el ingreso había crecido en función de la venta petrolera, emergen entonces algunas "economías de escala" fundamentalmente en el sector de los Bienes

de Consumo, que hacen beneficiosa la producción de tales bienes. Sin embargo, al final de la década de los 70 podemos observar que el dinamismo imprimido en la economía por el modelo de sustitución de importaciones de Bienes de Consumo durable y de artículos intermedios comienza a desaparecer. El deterioro del impulso expansivo del ingreso procedente de las exportaciones de petróleo y del modelo de sustitución de importaciones tiene sus raíces en la caída de los precios, altas tasas de interés y en la propia estructura económica del país. Se había establecido una Ley de Fomento Industrial promocionando un modelo industrial dependiente bajo el amparo de restricciones arancelarias, exenciones tributarias, con tipos de cambio preferenciales, que en última instancia determinaron ineficiencia, la subutilización - crónica de la capacidad fija industrial, el establecimiento de ramos industriales intensivos en el uso de capital e incapaces de competir con productos similares importados. Es decir el modelo económico pierde su cometido cuando opera como industrialización importadora ya que más del 40% de los insumos importados constituyen materia prima y bienes intermedios de los sectores agrícolas, industrial y de construcción (Ver anexo # 5).

En estas condiciones la industrialización depende primordialmente de la capacidad para importar y esta última es a la vez una función directa de la actividad petrolera.

El sector de la construcción por otro lado, constituye la actividad matriz interna como resultado de los elevados ingresos petroleros, cuyos efectos irradiaron positivamente a otros sectores, promoviendo o impulsando el desarrollo de un tramo importante de la industria manufacturera: pinturas, cristales, madera, etc. Dentro de este sector, la construcción pública ha estado dimensionada en última instancia por los niveles de la venta petrolera: nueva refinería, carreteras, centrales hidroeléctricas, - hospitales, centros educacionales, etc. En cambio la construcción privada ha estado circunscripta a los centros urbanos y ha sido una variable dependiente de la Inversión Pública.

Gracias a los recursos petroleros el Estado pudo realizar un monto de gastos e inversiones sin precedentes en la historia nacional.

Conviene señalar que la explotación petrolera, la construcción de obras públicas, etc., y la mayor participación del Estado en la actividad económica determinaron importantes cambios en la estructura de poder económico y político del Ecuador. Osvaldo Hurtado señala que la descomposición de la "Hacienda" base del poder político "se acelera con la expansión económica originada en el petróleo que termina por liquidar la estructura de poder generada por la hacienda y por lo tanto, su expresión política, el bipartidismo conservador-liberal" 25/. Efectivamente la clase media se amplía sustancialmente a través del crecimiento de las actividades del sector público. Un segundo fenómeno constituye el desplazamiento de la mano de obra rural. La promoción de la ciudad en base a la depresión del campo fue también una resultante de una reforma agraria que no alcanzó a cumplir la "función social" propuesta como meta en 1973 por la Dictadura militar de esa época. Se pretendía afectar aquellas tierras deficientemente cultivadas, a grandes latifundios o a aquellas que no contribuían a conservar los recursos naturales y a eliminar formas de tenencia precaria. Sin embargo al mismo tiempo se pretendía incrementar su productividad y allí se encuentra la más grande contradicción o conflicto.

El manejo económico durante las dictaduras se ha traducido en una mala asignación de recursos donde se alentó el gasto superfluo y la ineficiencia. Fue al final de los años 77 y 78 - donde se contrataron cerca de 1.400 millones de dólares como respuesta a la caída de los precios del petróleo 26/ Al crecer más el consumo que la producción interna, el excedente utilizado debió pagarse a través del endeudamiento, gastándose en breve medida los ingresos de los años futuros.

El modelo de desarrollo impulsado en la década de los 70 con los ingentes recursos provenientes de las exportaciones de petróleo, está en crisis, cuyas repercusiones pueden ser nega-

25/ Hurtado Osvaldo, El Poder Político en el Ecuador, Ariel 1981, p. 337

26/ Moncada P, Obra citada

tivas no sólo en el campo económico sino político y social.

Los niveles espectaculares de crecimiento económico registrados en todas las variables ya no aparecen. Durante los 2 últimos años la tasa de crecimiento del PIB se ha situado por debajo del 5% anual.

Es decir, el petróleo encubrió la crisis económica del país que ya se evidenciaba en los años 70-71, en el sector externo, fiscal, etc., y determinó más bien que se eluda la aplicación de los correctivos necesarios a los desequilibrios.

Sin embargo la dependencia actual frente al petróleo es excesiva e irracional, las exportaciones de este producto representan 60% del total de ventas al exterior.

Los indicadores económicos actuales evidencian un debilitamiento paulatino del ritmo expansivo de la economía, por lo que - puede conceptuarse razonablemente que una etapa de estancamiento y aún de regresión, y de inestabilidad política se acerca 27/.

Para mi modo de ver, el problema energético y el financiamiento de proyectos energéticos debe ser analizado a la luz de la situación económica del país y esta es compleja y difícil.

La relación entre los ingresos petroleros, el financiamiento del gasto público y el endeudamiento del país lo colocan en una situación muy compleja. 28/

Si este es el contexto mundial de la economía y si así mismo esta es la situación de economía ecuatoriana, establezcamos cuales son las consecuencias de las tendencias de la crisis para el Ecuador, para finalmente establecer si están dadas - las condiciones para la inversión extranjera.

27/ Al respecto J. Moncada señala que "En épocas de deterioro económico jamás en la historia ecuatoriana las fracciones dominantes pudieron definir y ejecutar un proyecto político que las beneficiara a todas ellas" Op.Cit,p.50

28/ Se estima que la deuda externa del Ecuador en 1983 es de 7 billones de dólares. Boston Globe, april 17,1983.

2. CONSECUENCIAS DE LAS TENDENCIAS DE LA CRISIS PARA EL ECUADOR.

En el contexto del comercio mundial del petróleo, Ecuador aparece como un pequeño exportador de crudos. Por esta circunstancia, además de las consecuencias de la crisis para los países petroleros, les son comunes los efectos y las situaciones que se presentan a los países en desarrollo no exportadores de petróleo.

A los fines de previsiones internas y de la formulación de la política económica y financiera, pienso yo que debería tomarse en cuenta lo siguiente:

a. La hipótesis para los próximos años de precios reales constantes del petróleo. Es probable que el descenso que está experimentando el precio medio internacional del petróleo lo lleve este año a un nivel de 32-30 dólares, desde el cual pudiera empezarse a reajustar nuevamente, pero a una tasa media anual del 6-8%. En este sentido los Ministros de la Energía de Latinoamérica se reunirán a fines de Octubre, en Cancún, con el objetivo de analizar el mercado petrolero mundial que muestra signos de recuperación. 29/

Estas hipótesis afectan tanto al financiamiento público como al del comercio exterior y a las corrientes monetarias internas, por lo que conviene ser lo más realista posible en la formulación de los presupuestos públicos y en las políticas de importación y monetaria.

b. La tendencia a la reducción de la demanda de crudos en los países industriales, y la posibilidad que los países en desarrollo mantengan una demanda más dinámica.

Esta posibilidad deberá ser más investigada y verificada a los efectos de programar la futura comercialización de los crudos nacionales.

c. Las hipótesis anteriores se encuentran sujetas a nuevos acuerdos de la OPEP en cuanto a precios y pro

ducción, a los cuales se podrían agregar dos puntos para favorecer al país:

- Acuerdos sobre reservación de mercados a los países petroleros con bajo volumen de exportaciones; y,
- Acuerdos de ayuda financiera especial a estos mismos países sobre la base de los fondos que los grandes países exportadores dedican a asistencia internacional.

d. La tendencia a la baja de los precios internacionales de los productos primarios y la declinación de su demanda. Esto implica que durante un período de tiempo - el resto de este año y el próximo, por ejemplo - los precios del banano, café y cacao podrían tender a oscilar con más inclinación a la baja que a la alza.

Esta tendencia general, confirma una vez más la idea de practicar una política de acuerdos comerciales con países industrializados en que se asegure la colocación de café, banano y cacao a cambio de importaciones y de concesiones en el diseño, construcción y equipos importados de los 43 Proyectos Fundamentales. Además, las tendencias de la crisis evidencian lo imperativo que resulta emprender programas de mejoramiento de la productividad de estos productos.

e. El mayor costo del crédito externo, la tendencia a reducir los plazos y las probables dificultades para acceder a los mercados de capitales. Para enfrentar estas tendencias es necesario:

- Establecer en función de las coyunturas y el mediano plazo programas cada vez con mayor rigurosidad que regule, el gasto en importaciones de los Sectores Público y Privado.
- Preservar cada vez más un nivel adecuado de las reservas internacionales.
- Programar rigurosamente la contratación de crédito externo mejorando la capacidad de negociación de sus condiciones,

para evitar el endeudamiento agresivo y de corto plazo, que tiene altos costos financieros y sociales.

- Prever desde ya el empleo de los recursos del Fondo Monetario Internacional y ver las posibilidades de obtener créditos de los países petroleros con grandes excedentes financieros.

- Preparar desde ya la reprogramación del servicio de contratos de crédito.

f. Las tendencias de la inflación internacional, hacen difícil cualquier propósito de reducir prontamente el ritmo de la inflación interna. Esto implica dificultades que enfrentaría cualquier propósito de liberación de los precios; y por otro lado significa, que se tenga que seguir con políticas de regulación de precios, así como fortalecer la política y programas de comercialización.

g. Las expectativas de crecimiento moderado de los países en desarrollo. Las limitaciones que la crisis le impone al crecimiento, debieran incentivar, por otro lado, las políticas de reformas y otras de carácter social, institucional y administrativo que no demanden grandes recursos financieros.

h. El lento crecimiento de los países del área socialista y sus problemas financieros, lo cual debe considerarse a los fines de negociar con ello, tanto exportaciones como importaciones y asignaciones de proyectos.

Por otro lado, debe tomarse en cuenta que a causa de la crisis de los países en desarrollo, entre ellos los latinoamericanos y los del Caribe, están tomando medidas en el campo de sus exportaciones e importaciones, de la paridad de sus monedas y de contratación o refinanciamiento de sus deudas.

Lo anterior implica que estos países se tornan más competitivos en sus exportaciones, y restringen sus importaciones, por lo que se hace más difícil la colocación de los productos tra

dicionales y no tradicionales que el Ecuador exporta, a la vez que en los países limítrofes se crean condiciones que facilitan el contrabando, así como la salida de capitales nacionales al exterior.

En resumen, y conforme a los antecedentes analizados, las dificultades externas "continuarán durante 1983, y según sean las políticas que se apliquen para salvarlas, serán las perspectivas que se abran para 1984 y 1985". 30/

C. LA APERTURA DEL ECUADOR A LA INVERSION EXTRANJERA

Una de las políticas que ha implementado este gobierno es la de disponer la apertura del país a la inversión extranjera, como una solución a las medidas económicas antes analizadas y a las perspectivas que parecen se mantendrán en los próximos años.

Esta decisión ha sido muy debatida, pero sin embargo se llegó a tomar la misma luego ~~de~~ que se hiciera la consulta nacional de hidrocarburos- y se estableció un consenso nacional en favor de la apertura al capital extranjero.

Existieron opiniones minoritarias, como por ejemplo, la FEUE que piensa que el Ecuador si puede llevar a cabo, sin recursos externos, la exploración y la explotación de petróleo - "capitalizando a CEPE mediante la nacionalización del petróleo, es decir del control que tiene Texaco sobre un porcentaje de la explotación" 31/ posición eminentemente de carácter ideológico, político que responde a una posición de ultranza y sin tener en cuenta la realidad económica del país.

En este sentido y todavía más radical es la posición de la UNE, que determina su "...oposición a los contratos petroleros con cláusulas de riesgo, que pretende la intervención de las compañías transnacionales de petróleo en el Ecuador" 32/

30/ Enrique Sierra C., Nuevos antecedentes sobre la evaluación de la crisis internacional. Documento, sep. 1983

31/ Arq. Caicedo Hugo. Hacia los grandes objetivos nacionales.p. 24

32/ Obra citada p.24

A estos señores habría que preguntarles si sostendrían con la misma intencionalidad subyacente, este criterio con respecto a la apertura de la China Popular, así mismo al capital extranjero, para la explotación petrolera en su territorio?

Más maduro es el criterio de la Universidad Central que sostiene que "... estimamos necesaria la inversión extranjera, dadas las condiciones económicas del país. Pero sostenemos que la inversión extranjera debe limitarse a las tareas de exploración y desarrollo de los nuevos campos petroleros 33/ Es un criterio que está basado en el modelo de contratación brasilero, que en una de sus cláusulas establece "... que una vez terminado el desarrollo, PETROBRAS asume las operaciones de explotación de los campos " 34/

Al respecto debo manifestar que si bien ese modelo se implementó con éxito, en el sentido de que existen compañías explorando en el Brasil, no es menos cierto que esa realidad es muy diferente a la nuestra. Nosotros tenemos en historia petrolera distinta y que si bien en la década de los setenta fue apropiada para los intereses nacionales y soberanía del país no podemos dejar de señalar que la misma significó como un hecho objetivo el abandono de las compañías extranjeras del oriente ecuatoriano. Es cierto que las relaciones compañías-estados eran diferentes y que por lo tanto la estrategia de los transnacionales respondían a otro tipo de parámetros, que no es del caso estudiarlos para efectos de este trabajo, pero debo insistir que este hecho se produjo.

Ante esta realidad, amén de otras situaciones a saber el caso ADA, NORWEST, PERMARGO, y la falta de seriedad en el cumplimiento de sus contratos por consideraciones de orden político o intereses económicos, el Ecuador se proyectaba como una imagen no muy positiva en el contexto petrolero mundial.

33/ Obra citada. P. 24

34/Términos de referencia para una asesoría en el establecimiento contractual de la exploración y explotación de hidrocarburos. OLADE # 7, p.17

Esto no quiere decir, que yo sostenga que los gobiernos que tomaron esas decisiones no hayan tenido la razón, por el contrario basta recordar a los "ilustres desconocidos" del caso ADA, la problemática del incumplimiento de inversiones de la NORWEST, o lo que nos estaba significando en términos de Reserva Monetaria, la contratación con PERMARGO.

Al respecto unas pocas palabras, antes de entrar en profundidad en la materia del presente análisis. Sostengo que esa - contratación sirvió positivamente, para que el país conozca a cuanto asciende los montos de la inversión extranjera, el riesgo que conlleva la misma, y la incapacidad económica del monto del país para asumir la misma. Sólo un fanático o dogmático podría negarse a admitir esta realidad masiva, y si a aquellos detractores de la actual política, mantienen con testarudez su posición, es porque simplemente tienen otro tipo de intereses políticos o no quieren pensar en el país.

Ahora bien, paso a analizar cuales son las circunstancias actuales de la industria petrolera mundial, para establecer si el nuevo contrato de prestación de servicios, se sitúa en un momento histórico favorable y oportuno y si cumple con el objetivo de abrir al país a las compañías petroleras para que estas hagan su inversión de riesgo.

La industria petrolera internacional, al momento vive conflictivamente, pues existen un proceso de readecuación de las relaciones de fuerzas entre los principales ejecutores de la - política petrolera mundial, como son la OPEP, los países industrializados (OCDE) y las compañías petroleras internacionales. Se ha pasado de un mercado de vendedores, en donde los países miembros de la OPEP impusieron durante la década de los setenta, los precios, elevándolos como es de conocimiento, de US\$ 2.00 hasta alcanzar niveles de US\$ 40.0, a un mercado de compradores, donde son estos los que imponen los precios. El mercado varió, nosotros los países productores ya no podíamos imponer y la capacidad de negociación pasó a los países industrializados, pues el petróleo, la energía, ya no consti

tuía el elemento fundamental de las relaciones comerciales, como veremos más adelante, pues existe una sobreproducción - de crudo, una sobrecapacidad de suministro de petróleo que - ya no hay necesidad de negociar. Es el momento de reactivar el diálogo norte-sur, pero a los países industrializados ya no les interesa, en un mundo económico en recesión, como hemos visto, la recuperación o reactivación del comercio internacional depende desgraciadamente de la recuperación de los centros, de los cuales nosotros somos dependientes.

De todas maneras a continuación me empeñaré en demostrar de que a pesar de existir condiciones negativas en el mundo petrolero, las tendencias internacionales como las nacionales sitúan, en un momento oportuno y favorable la apertura del - país, mediante el nuevo modelo de contratación, el capital de riesgo para la exploración y explotación de hidrocarburos.

1. LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO

El consumo del petróleo en el mundo occidental alcanza un nivel de 45'000.000 barriles de crudo, por día, sin embargo y como un fenómeno excepcional que nunca antes se ha dado en la historia petrolera, se ha acumulado una sobre-capacidad de oferta cuyo monto alcanza la cifra de 13'500.000 barriles diarios, lo que representa un 30% del consumo del mundo occidental. Este hecho ha sido el determinante en la caída de los precios del petróleo, en los niveles actuales. Significa en otros términos que el 45% de la producción diaria de la OPEP no tiene mercado, y ha determinado que como nunca antes los miembros de la OPEP hayan recurrido a fijar "estrictos" techos a la producción de cada país y que así mismo, estos sean respetados. En la actualidad el tope máximo total para la OPEP, está fijado en 17'500.000 de barriles con una cuota para el Ecuador de 220.000 barriles/diarios de producción.

Los factores determinantes de esta situación los encontramos en la entrada al mercado de una nueva producción petrolera y en el descenso del consumo de petróleo de los países indus -

trializados, como punto de políticas que se establecieron para lograr ese efecto.

Debemos recordar que estos dos hechos se han producido, como respuestas inmediatas a la cartelización que estableciera la OPEP, a partir de 1973, política acertada y que rindiera magníficos réditos económicos pero sorda al reclamo de los países industrializados de un diálogo para normalizar el mercado a través de un entendimiento, y estremadamente miope si analizamos sus consecuencias en el largo plazo, particularmente si tomamos como referencia el año de 1979, en que empieza a resquebrajarse el mercado.

En cuanto a la nueva producción petrolera de los países que son miembros de la OPEP, tales como la Unión Soviética, Mar del Norte, México, China, Egipto, Brasil, Argentina, inyectan el mercado a partir de 1975 en 6'500.000 barriles por día para el año de 1982.

Tres hechos, en cambio explican el descenso de los niveles de consumo del petróleo del mundo occidental entre 1979 y 1982 en un 13.5%: el agravamiento de la crisis económica mundial, ya descrito en este capítulo, las medidas de ahorro energético establecidos en los centros industriales, y por último las políticas de sustitución energética.

En cuanto a lo primero, el crecimiento económico que está dado por el ritmo de expansión del Comercio Internacional, evidenció tasas de crecimiento en el comienzo de la década de los setenta del 6% al 8%, en la actualidad estaría creciendo al 1.5% en los países industrializados, ante grandes consumidores de energía.

El segundo hecho, está dado si comparamos el coeficiente de elasticidad del consumo de energía con relación al crecimiento del producto interno bruto. Al efecto podemos constatar la contracción del referido coeficiente de 1 a 0.67 entre 1973 y 1981.

Por último, las políticas de sustitución energética, que han encontrado en el carbón y la energía nuclear, el reemplazo - al petróleo, como fuente de energía. Esto ha significado que al ser reemplazado, el fuel-oil, que representaba en 1973 el 27% del consumo global de los productos petroleros, en 1981 apenas significó un 22%, que traducidos en volumen de crudo significó, la sustitución de 2'000.000 barriles diarios de - consumo.

Podemos concluir entonces, por lo planteado anteriormente, y en este sentido existe coincidencia con la mayoría de las organizaciones especializadas en la materia y las estadísticas de las mismas compañías transnacionales, que la oferta petrolera perdurará hasta finales de la presente década.

2. ORIENTACION FUTURA DE LAS INVERSIONES ENERGETICAS

He establecido como primer hecho constatable, que las condiciones de la industria petrolera actualmente, se sostendrán durables y que el mercado se mantendrá en los términos descritos anteriormente.

Esta situación, evidentemente solicitó un cambio en la orientación de las políticas de las inversiones energéticas de los países industrializados, pues al conseguir un crudo más barato, este hecho posibilitó la postergación de los proyectos de fuentes alternas que sustituyan al petróleo; y, evidentemente se produce "el retorno a la competencia", dentro de la industria petrolera, como lo definen los especialistas del ramo.

Con respecto a lo primero es evidente que al existir una sobre oferta de petróleo, existe tendencia a mantener bajos - los precios, y si ha esto sumamos la pobre rentabilidad de - las fuentes alternas de la energía, se ha producido una retirada, o al menos se ha postergado proyectos tales como los esquistos bituminosos, crudos pesados, arenas asfálticas, cuyos costos de producción excesivamente altos no hacen rentables la explotación de los mismos; de la energía nuclear no sólo por

sus costos, sino por toda la problemática técnico-político - desatada a su alrededor; y, del carbón energía llamada "su - cia" o contaminante, que es una industria llena de problemas laborales y con costos de transporte muy elevados. Estos - factores siguen siendo obstáculos que impiden su explotación en gran escala.

Y en cuanto a lo segundo, si las reservas probadas de los paí - ses industrializados se han mantenido en un porcentaje no ma - yor al 10% de las reservas petroleras mundiales entre los a - ños 1972 y 1982 35/, los gobiernos de esos países han compro - bado que sus esfuerzos así como sus incentivos para la explo - ración, han sido inútiles, teniendo que aceptar el hecho del estancamiento de sus reservas petroleras.

Estos dos hechos descritos anteriormente, han convertido a - los países industrializados en una de las regiones más frági - les del mundo con respecto a la disponibilidad de petróleo - propio, y por consiguiente, las compañías petroleras estable - cieron inmediatamente una política de retorno a la inversión petrolera dirigida a los países del tercer mundo como Egipto, Australia, Turquía, Malasia, Angola, Filipinas, Túnez, Came - rún, Congo, Brasil, Argentina, Perú; a los países de la OPEP como Argelia, Indonesia y actualmente el Ecuador, donde 11 compañías reunidas en consorcios han presentado sus ofertas para la exploración del oriente y del mar; a países con ideo - logías marxistas como el Vietnam, y la República Popular Chi - na.

Es un hecho económico definitivo que los precios determinan la orientación de las inversiones, cuya dialéctica tiene co - mo objetivo captar el excedente mundial. En el campo que - nos ocupa el presente análisis, la evolución de los precios del petróleo, es el indicador del movimiento de los capita - les para captar el excedente económico que produce la renta petrolera.

El espacio que ha creado la referida renta económica, resguar

35/ OCDE. Perspectives Energetiques Jusqu' en 1985. Rapport
du Secretaire General, 1974, Volumen I, p. 110. //

El espacio que ha creado la referida renta económica, resguardada por el cartel de productores, caracteriza la industria petrolera actual, y a su vez en la presente década ha desencadenado un movimiento en la inversión petrolera que tiende primero a ocuparlo y luego a reducirlo, con el evidente objetivo de producir más petróleo para la década de los 90.

En este sentido, es explicable la caída de los precios del petróleo, pues los mismos permitirán la inversión de capitales en mercados diversificados a los tradicionales, para mantener la sobre-oferta en niveles y precios actuales, que permitirán la recuperación económica de los países industrializados y postergarán como ya hemos demostrado, las inversiones en fuentes alternas de energía, así como la incorporación de zonas petroleras con altos costos, tales como Siberia, Groenlandia y el Artico Canadiense.

Esta dinamica de la inversión petrolera genera la competencia y a su vez seleccionará rigurosamente el capital hacia zonas con cargos medios y bajos de costos de producción, como también hacia países que brinden seguridad política o sin mayor riesgo de cambios en el sistema económico.

Establecido el diagnóstico y las reglas de juego de la industria petrolera internacional, podemos concluir que el momento es favorable para que el Ecuador abra las puertas al capital extranjero, por las razones expuestas que configuran la coyuntura mundial del sector energético y particularmente la del petróleo.

3. ATRACTIVOS DEL MODELO ECUATORIANO

Me dispongo a demostrar que el modelo de contrato ecuatoriano se ajusta a las condiciones o requerimientos internacionales para que se efectúe la inversión de riesgo, necesario para la nueva explotación petrolera.

En general tres son los elementos que hacen atractivo a un modelo de contratación petrolera:

- Las reservas petroleras probables y posibles, de un país.
- Las condiciones económicas que presenta el modelo contractual en concordancia con tal orientación predominante de la industria petrolera internacional.
- Los riesgos económicos de origen geológico, comercial y político del país en cuestión.

El nuevo modelo de contratación, a más de ajustarse a la terminología que actualmente se utiliza internacionalmente presenta una serie de ventajas económicas, que serán los indicadores que servirán para valorizar si se cumplen con los presupuestos antes descritos, y confirma su atractivo para las empresas petroleras.

a. Ventajas de orden económico

Los bonos o primas de entrada y los derechos superficiarios, que caracterizan al contrato de concesión, han sido eliminados en el modelo ecuatoriano, y sólo tendrán que correr con los costos reales inherentes a la exploración petrolera, esto es la prospección geológica, la geofísica y la perforatoria. Esto significará para las compañías un desembolso como máximo, de 10 millones de dólares en el Oriente y Costa adentro; en el off-shore o mar-afuera significarán 25 millones de dólares hasta 300 pies de agua. Para las compañías estos desembolsos son un limitado costo con respecto a lo que había denominado como estrategia actual el "ir ocupando el espacio petrolero mundial". Por consiguiente, al no ofrecer el contrato ecuatoriano este obstáculo, las compañías empezaron a interesarse.

b. Ventajas de orden tributario

En economía petrolera, es conocido que la renta petrolera está limitada por los precios de venta y los costos de producción del barril de petróleo. Así mismo es de conocimiento, que a partir de la década de los setenta, se ha entrado en una curva ascendente de costos de producción eleva-

dos, y así tenemos que en el Mar del Norte, llegamos a tener US\$ 20.00 y US\$ 23.00 por barril de petróleo extraído.

En el Ecuador si bien no estamos en esos niveles, podemos hablar de costos de producción que al momento son de US\$10.00 por barril para el Nor-Oriente y probablemente de US\$15.00 - para el Centro y Sur Oriente.

Si esta es la realidad, no se ve la necesidad de gravar innecesariamente un contrato petrolero con costos tributarios, - que voleverían poco atractiva el interés económico de la inversión.

Por el lado de los precios, ya he manifestado su tendencia a la baja y la poca posibilidad de recuperación de los mismos en el mediano plazo, este hecho hace que se considere que no es lo más acertado que depende la rentabilidad de las inversiones de los precios de venta, ya que de procederse así, se estaría aumentado el riesgo comercial de un yacimiento petrolero.

Ahora bien, el contrato petrolero salva satisfactoriamente - estos dos obstáculos, y el modelo de tributación , explicado y comentado en el capítulo anterior, cumple con el objetivo de no gravar innecesariamente pues, el mentalizador del modelo tuvo en cuenta estas circunstancias.

c. Las regalías

Otra de las características de la concesión petrolera es el pago de las regalías, que consiste en el pago de un impuesto que se cobra de acuerdo a los niveles de producción ya sea de manera fija o escalonada.

Para el caso ecuatoriano, las compañías no pagarán las regalías, porque las regalías son connaturales en derecho a la - concesión, mas no es este tipo de contratos. Pero se podría objetar que justamente al eliminar este pago se estaría mermando las rentas para la Defensa Nacional ?. Lo que sucede

es que este contrato de prestación de servicios prevé que la participación para la Defensa Nacional, se realizará a partir de los ingresos netos, y no de los ingresos brutos, de esta manera se elimina el gravamen innecesario o artificial de los costos de producción de un yacimiento.

d. El cálculo del Impuesto a la Renta

Considero que la mayor ventaja que ofrece nuestro modelo de contrato es lo referente al cálculo del impuesto a la renta y posiblemente constituya una originalidad dentro del mundo petrolero.

En la mayoría de los contratos petroleros, el impuesto a la renta se aplica a la diferencia existente entre los precios y los costos reales y tributarios. Esto quiere decir que si los costos aumentan y los precios disminuyen, la rentabilidad de la inversión tiende a disminuir. Es lo que está sucediendo actualmente en la industria petrolera y determinando por otro lado la comercialidad de un yacimiento.

En el sistema propuesto, y que fuera caracterizado en el capítulo anterior, la rentabilidad para la compañía petrolera es independiente del impuesto a la renta y tiene relación con dos parámetros, a saber: con el volumen de inversión no amortizada, que de acuerdo con el mismo, la contratista obtiene una tasa de rentabilidad igual al "prime rate"; y, en segundo lugar, en función del riesgo geológico propio al bloque adjudicado, que añade un porcentaje de rentabilidad, también en función de la inversión. Finalmente, existe un premio de rentabilidad, dependiente del tamaño de la renta petrolera y de las reservas encontradas: a mayores reservas y renta, mayor premio.

La rentabilidad global para la compañía petrolera, que haya descubierto yacimientos comerciales, que es la condición "sine quanon" de esta modalidad de contratos, está garantizado por la tasa de rentabilidad suscrita a la firma del respectivo contrato, totalmente aparte del impuesto a la renta, y porque

no decirlo de la evolución de los precios del petróleo. Es ta es para mí, como había manifestado anteriormente el mayor atractivo del modelo propuesto por el Ecuador.

e. El interés exploratorio que ofrece el Ecuador

No podemos ser demasiado positivos o demagógicos y afirmar que el Ecuador es una de las zonas de mayor interés exploratorio, comparables por ejemplo, a la de China Popular; sin embargo, siendo objetivo puedo afirmar que si bien dentro del mapa exploratorio mundial, nuestro país, es un objetivo modesto, cabe aclarar en cambio que el riesgo geológico no es muy elevado, sobre todo si tomamos en cuenta como referencia el Oriente donde existen reservas probadas y probables por un monto de 1.675 millones de barriles 36/ de acuerdo a las cifras oficiales mencionadas por el Sr. Ministro de Recursos.

Los técnicos ecuatorianos en yacimientos, han convenido que los términos que definen un yacimiento a encontrarse en un bloque, son los siguientes:

- 25.000 b/d, de producción;
- 150.000.000 de barriles de reserva,
- 200 millones de dólares; y precios unitarios de producción (costos más utilidad razonable) que no superan el 50% del pre cio internacional vigente del petróleo.

Con respecto a los yacimientos que podrían encontrarse en el off-shore ecuatoriano, no se tienen y no se podrían aventurar cifras, sin embargo, los costos de producción estarían muy lejos de los del Mar del Norte o del Californiano.

Una vez que se han establecido las corridas de simulación por parte de los técnicos de CEPE, de la Dirección General de Hidrocarburos y del Ministerio de Recursos, se ha convenido ex traoficialmente en fijar una cifra por debajo de los US\$15.00 para yacimientos de crudos medianos y ligeros; y que la rentabilidad a esperarse (TIR) fluctuaría alrededor de un 20%.

36/ Diario HOY. Jueves 13 de octubre de 1983, p. 1

Estos parámetros, me lleva a afirmar que el Ecuador se encuentra dentro del rango medio y bajo de costos de producción de petróleo a nivel mundial, en comparación con otros países que cuentan también con reservas petroleras.

f. El saldo exportable: en dinero o en especie

En el capítulo correspondiente, a la conceptualización del contrato de prestación de servicios habíamos visto que una de sus características, era de que la compañía contratista puede optar hasta por un 50% del saldo exportable del petróleo del área en que opere, si desea recibir en dinero el reembolso de los costos y el pago por servicios. En el caso de que prefiera que el reembolso de los costos y el pago por servicios sea en petróleo, tiene el derecho a un porcentaje a determinarse en el contrato, del referido saldo exportable.

Esta es otra de las ventajas significativas que hace al presente modelo de contrato, sumamente atractivo, pues la estrategia de las compañías estatales o privadas consiste en conseguir petróleo para el futuro, ya sea para la seguridad del Estado en el un caso, o el de la expansión y apropiación de la renta petrolera para las privadas. En el fondo lo que se ha establecido es la posibilidad de suscribir un contrato de comercialización de crudo por el término que dure el período de explotación (20 años), entre la compañía y el Estado. Que mayor atractivo para las empresas petroleras.

En mi concepto estas son los principales riesgos económicos que definitivamente hacen del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, - un modelo interesante.

4. EL RIESGO POLITICO Y EL FUTURO DEL PAIS

He realizado en la primera parte de este trabajo, el diagnóstico de la situación crítica que vive la economía del país, se ha visto la acuciante realidad del déficit de la ba

lanza de pagos, que exige una solución y que puede darse a través de la inversión extranjera, las condiciones están dadas para que la misma se dé. Sin embargo, los enemigos de la democracia piensan, que el cambio de poder amedrentará a las compañías, pues el próximo gobierno cambiará las reglas del juego. Esto no es así porque las compañías han evaluado esos riesgos, tienen confianza en el sistema y por eso han venido al país; y además, como es de conocimiento público será este gobierno el que adjudique la licitación, pues es una necesidad que ingrese lo antes posible nuevos flujos de divisas para robustecer la economía ecuatoriana. Es más, a las compañías no les interesa mayormente esta situación, pues de cumplirse con el ciclo normal de la actividad petrolera, el petróleo se le espera para los años noventa (6 años para la exploración).

Ya he sostenido que los países industrializados ante el hecho incontrovertible de que por más que han hecho grandes esfuerzos por encontrar nuevas reservas propias, los niveles se mantienen igual aproximadamente a la década de los setenta; las compañías petroleras, tienen problemas en los países que tradicionalmente han explotado, y los seguirán teniendo, inclusive, se habla que se cerrará el estrecho de Ormuz, imaginémonos lo que pasaría con el abastecimiento para los países industrializados...? Una crisis petrolera igual o peor a la década de los setenta, sin lugar a dudas. Son estas razones las que me llevan a sostener que se busca diversificar y aumentar nuevos mercados de producción petrolera y el Ecuador es una alternativa pues ofrece las condiciones necesarias para que la inversión se realice.

Es más si lo anterior no es suficiente, sostengo que existe actualmente una nueva mentalidad favorable a la inversión extranjera, y para ello me apoyo en la consulta nacional que se hiciera sobre la materia, existiendo una mayoría que apoyó la misma. Este es el hecho más importante que debe haber servido para la evaluación política del riesgo petrolero por parte de las compañías.

Si bien este gobierno licitará y adjudicará los primeros contratos de riesgo, quienes sean los beneficiarios de la apertura son los próximos gobiernos, por eso pienso que la continuidad y seriedad de la contratación se dará, por el bien de los mismos y del país.

Se me ocurren que al futuro y entre muchos otros, estos po drían ser los efectos positivos:

- La presencia de las compañías extranjeras generará una mayor seguridad para la inversión del capital nacional y de otros capitales extranjeros.

- La economía del país se verá enriquecida por nuevos flujos de capital que inyectarán nuestra escuálida reserva monetaria.

- Se aumentarán las reservas petroleras, que servirán de punto de referencia y crédito internacionales.

De ninguno de estos efectos gozaría el gobierno actual, sino los próximos, una razón de más para que se sostenga en el futuro la seriedad de la contratación petrolera.

He analizado lo más objetivamente las ventajas e inclusive la originalidad que presenta el modelo propuesto a las empresas petroleras. El planteamiento de la temática, mi interés en elaborar el presente trabajo, el planteamiento de que la apertura del país al capital extranjero es oportuno, ha sido verificado en la práctica cuando el día lunes 17 de octubre de 1983, concluyó la primera etapa del proceso de licitación y once petroleras presentaron sus ofertas para la exploración y explotación de hidrocarburos en cuatro bloques en la región amazónica y costa afuera. (Ver Anexo # 4).

Cumplido los plazos en las bases de contratación se recibió en el Comité Especial de Licitaciones las ofertas correspondientes a los bloques 8 y 15 en la Amazonía ecuatoriana, y al bloque 1 y 2 costa afuera.

La sesión de apertura de sobres tuvo lugar de acuerdo a la Ley de Licitaciones y se procedió al conocimiento de las ofertas para análisis de las mismas.

Para el efecto, se conformaron comisiones que independientemente evaluaron el sobre 1 y 2 de cada una de las ofertas presentadas.

De la evaluación mencionada las Comisiones determinaron que de las 4 Compañías ofertantes para el bloque #15, la compañía OCCIDENTAL de origen americano era la que mejores condiciones técnico-económicas ofrecía.

Para el Bloque 8 se determinó para el Consorcio ESSO-HISPANOIL era así mismo la Compañía con la que tenía que negociarse el contrato. Los bloques # 1-2 costa afuera se asignaron a la Compañía BELCO.

Posteriormente el Comité Especial de Licitaciones aprueba las evaluaciones presentadas y conforma una comisión de negociación de Contratos a la vez que autoriza la iniciación de las negociaciones en forma simultánea con la Compañía OCCIDENTAL y ESSO-HISPANOIL a partir de la primera semana de diciembre de 1983; las negociaciones con la Compañía BELCO se pospone en vista de procurar las mejores condiciones comparando con los contratos de la Amazonía ecuatoriana.

Se mantiene actualmente la negociación con las dos Compañías primeramente mencionadas, a fin de establecer el mutuo entendimiento los términos contractuales expresados en los proyectos de contrato presentados por las partes.

Las mencionadas negociaciones irán conformando el modelo de contrato ecuatoriano para prestación de servicio en las industrias de los hidrocarburos, con riesgo que será elevado a consulta del organismo respectivo del Estado para su aprobación, y entrará en vigencia a mediados del año 84 con lo que, se inicia una nueva etapa de la industria hidrocarburífera -

en el Ecuador, tendiente a la búsqueda e incremento de reservas de hidrocarburos que suplan el desarrollo energético y económico de los próximos 25 años.

Por último y para completar el marco necesario para un feliz desarrollo, es necesario que el legislador dé el trámite a las reformas a la Ley de CEPE, para lograr entregarle la suficiente capacidad autónoma de decisión y con poder propio de negociación, para ser una verdadera contra parte de las empresas petroleras y no cómo sucede actualmente al encontrarse atrapada dentro de la maraña de trámites y burocracia del aparato estatal. Lo que se quiere es una empresa estatal que tenga los mismos mecanismos de agilidad que tienen las empresas privadas, pero con diferente fin: EL PAIS.

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES

1. La historia petrolera del Ecuador, nos demuestra que hemos pasado de una etapa del predominio de los intereses privadas de las compañías transnacionales, a una etapa de progresivo predominio de los intereses estatales sobre los intereses privados.
2. Los diferentes sistemas de contratación han sido la expresión de la evolución histórica, jurídica, política y económica de la lucha y del confrontamiento de esos dos tipos de intereses: privados y estatales.
3. Las conquistas del Estado Ecuatoriano, en materia petrolera, ha vuelto irreversible los términos económicos jurídicos a la contratación petrolera, que ha recogido esas conquistas de acuerdo a las coyunturas internacionales y el espíritu patriótico nacional.
4. Los sistemas de contratación previstos en la Ley de Hidrocarburos de 1971 (válida en su contexto general) y que fue codificada en 1978, no se ajustan al marco jurídico actual ecuatoriano y menos aún a las circunstancias económicas internas del país, a la situación de crisis internacional, ni a las reglas de juego vigentes, en el mundo petrolero actual.
5. En consideración de la poca dinamia en la incorporación de nuevas reservas hidrocarburíferas, de la evolución del consumo interno de derivados, de los ingentes capitales que se requieran, alta tecnología, maquinaria especializada, etc. para la exploración y explotación de hidrocarburos, se decidió la apertura del país al capital extranjero.
6. El Decreto Legislativo 101, no tuvo otro objetivo que introducir en el país la modalidad de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos; y, el Decreto Legislativo # 102, definió el sistema tributario acorde con los términos jurídicos económicos carac

terizados en la nueva forma contractual.

7. El nuevo modelo contractual denominado de Prestación de -
Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, es consecuencia de la necesidad de contar con un esquema que reúna elementos que garanticen los derechos soberanos del Estado ecuatoriano sobre la riqueza hidrocarburífera y a la vez, utilizando el capital extranjero de riesgo, permitan al país conformar un inventario real de sus posibilidades en materia de reservas petroleras.
8. El marco jurídico creado por el contrato de prestación de servicios se expresa en un mejor equilibrio de las relaciones económico, financieras y tributarias, entre el Estado y las Compañías extranjeras.
9. La responsabilidad financiera de CEPE para con el Estado y el prestador de servicios, generada por la propiedad del crudo; podrían amenazar aun más su independencia financiera, en el caso de que la rentabilidad esperada en los yacimientos no cubra tales obligaciones.
10. El marco tributario propuesto en lo referente a la nueva naturaleza de las relaciones económicas entre el Estado y las compañías extranjeras se alinea en el criterio general de la prestación de servicios en relación de dependencia, dejando para el Estado la expropiación de la renta minera en virtud del derecho imprescriptible a la propiedad de sus recursos naturales.
11. La crisis económica mundial, reflejada en el deterioro de los términos de intercambio, ha impuesto a los países en vías de desarrollo, la erosión de sus ingresos por exportaciones, tal el caso de la situación del mercado petrolero. Frente a precios decrecientes del mercado, la industria petrolera mundial ha reducido sus operaciones e inversiones de riesgo, para proteger sus actuales utilidades.

12. La solución a la crisis aparece de esta suerte, mediatizada en el bajo precio de las materias primas, originando un conflicto de intereses con la inversión de exploración que asegure el aprovisionamiento de crudo a mediano y largo plazo.
13. Los países que como el Ecuador necesitan del incremento de reservas, conjugaron la provisión de recursos financieros para las actividades de riesgo con un régimen de interdependencia entre el costo del capital y la provisión de las materias primas, base del nuevo ordenamiento económico mundial, que permita sobrepasar con equidad la actual crisis.
14. Sobre estos lineamientos, el gobierno ecuatoriano definió el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, como el instrumento más idóneo que resguardando la soberanía y los intereses del país, permitió el ingreso del capital externo de riesgo.

RECOMENDACIONES

1. Simplificación del marco jurídico que regula las actividades de hidrocarburos en el país.
2. Fortalecimiento económico financiero de la CEPE, a través de las reformas a su Ley Constitutiva.
3. Reordenamiento de la actual estructura administrativa de CEPE, para cumplir eficazmente las labores de control y evaluación de las obligaciones generadas por los nuevos contratos.
4. Establecimiento de los mecanismos necesarios para que se produzca una real transferencia de tecnología.
5. Exigir la capitalización de CEPE que permita complementar el esfuerzo exploratorio en el incremento de nuevas reservas.

BIBLIOGRAFIA

A. LIBROS

- Andrade Noboa, Jorge. En la lucha por el crudo, 1° ed., Quito: Editorial Voluntad, 1981.
- Centeno, Roberto. El petróleo y la crisis mundial, 1° ed., Madrid: Alianza Editorial, 1982.
- Cevallos Salas, Jorge W. Dos proyectos petroleros, 1° ed., Quito; Editorial Universitaria, 1982.
- Hurtado Osvaldo. El Poder Político en el Ecuador, 4° ed., Quito: Editorial Ariel, 1981.
- Moncada José. La economía ecuatoriana en el siglo XX, 1° ed., Quito: Universidad Central del Ecuador, 1980.
- Pástor, Wilson. CEPE y la apertura al capital externo, 1° ed., Quito, Editorial El Conejo, 1981.

B. APUNTES

- Izurieta, Carlos. Ecuador y el financiamiento Energético en América Latina, Boston 1983
- Sierra, Enrique. Notas sobre la crisis mundial. Quito 1983.
- Sierra, Enrique. Nuevos antecedentes sobre la evolución de la crisis internacional, Quito 1981.

C. OTROS

- Ecuador, Superintendencia de Compañías del Ecuador. Régimen legal de la inversión extranjera en el Ecuador. Quito 1983.
- Ecuador, Izquierda Democrática. Hacia los grandes objetivos nacionales, Quito 1983.
- Ecuador, Olade. Términos de referencia para una asesoría en el establecimiento contractual de la exploración y explotación de hidrocarburos. Quito, 1980.

- Argentina, Instituto para la integración de América Latina (BID). Derecho de la integración. Revista Jurídica Latinoamericana # 24, Buenos Aires, 1977.

- Francia, Organization de Cooperation et de Developpment - Economiques. Perspectives Energetiques Jusqu' en 1985. Vol. 1 y 2. París, 1974.

A N E X O S

ANEXO # 1

DESEMPLEO EN LOS PAISES INDUSTRIALIZADOS

TASA DE DESEMPLEO	1981	1982	1983
Estados Unidos	7.6	9.5	10.5
Japón	2.2	2 ¼	2 ¼
Alemania	4.8	7	8.5
Francia	7.3	8.5	9 ¾
Inglaterra	10.6	12 ¼	13 ¼
Italia	8.5	9 ¼	9 ¾
Canadá	7.6	11	13
Total de los países	6.5	8	8 ¾
Otros países de OECD	8.9	10 ½	11 ¾
Europa OECD	8.4	10	11
Total OECD	7.1	8 ½	9 ½
Niveles de desempleo (millones)			
Norte América	9.2	12	13 ¼
Europa OECD	13.8	16 ¼	18.5
Total OECD	24.7	30 ¼	33 ¾

FUENTE: The OECD OBSERVER # 120, Editor Jean Bussire, January 1983, p.32.

ANEXO # 2

ECUADOR : OFERTA Y DEMANDA DE BIENES Y SERVICIOS - MILLONES DE SUCRES EN 1975

CONCEPTO	1971		1972		1973		1974		1975		1976		1977		1978	
	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%	Val.Ab.	%
1. Consumo	59715	4.6	62076	4.0	66717	7.4	76824	15.1	85922	11.8	93908	9.3	101913	8.5	106986	5.0
Privado	52285	5.7	54223	3.7	58127	7.2	63656	9.5	70298	10.4	76810	9.3	83375	8.5	87777	5.5
Público	7429	-2.2	7853	5.7	8590	9.4	13158	53.2	15624	18.7	17098	9.4	18538	8.4	19009	2.5
2. Inversión Bruta	18399	6.5	16034	-12.9	17749	10.7	24574	385	28797	17.2	27297	-5.2	33702	235	35283	4.7
Privada	13725	32.1	12739	-7.2	12963	1.8	18307	41.2	22489	22.8	19800	-12.0	26458	336	27566	4.2
Pública	4674	12.3	3295	-29.5	4786	45.3	6267	30.9	6308	0.7	7497	18.8	7244	-3.4	7717	6.5
Demanda Interna: (1+2)	78114	9.1	78110	---	84466	8.1	101398	20.0	114719	13.1	121205	5.7	135615	11.9	142269	4.9
3. Exportaciones	9293	11.5	18294	96.9	32370	76.9	30837	-4.7	28242	-8.4	30629	8.5	28705	-6.3	29940	4.3
Demanda Global	87407	9.3	96404	10.3	116836	21.2	132235	13.2	142961	8.1	151834	6.2	164320	8.2	172209	4.8
4. PIB	66852	6.3	76493	14.4	95867	25.3	102046	6.4	107740	5.6	117679	9.2	124974	6.2	131326	5.5
5. Importaciones	20555	20.6	19911	-3.1	20969	5.3	30189	44.0	35221	16.7	34155	-3.0	39346	15.2	40383	2.6
Oferta Global	87407	9.3	96404	10.3	116836	21.2	133235	13.2	142961	8.1	151834	6.2	164320	8.2	172209	4.8

FUENTE: Estadísticas
BANCO CENTRAL

123

ANEXO # 3

LA ECONOMIA MUNDIAL EN CIFRAS

		Alemania Occidental	Gran Bretaña	Francia	Italia	Holanda	Suiza	Japón	EE.UU.
Producto social bruto (PSB) nom. en moneda nacional, en miles de millones	1980	1491,9	223,37	2481,3*	337 482	317,40	177,00	235 762	2626,1
en U.S.\$, en miles de millones	1980	820,7	519,63	587,1*	404,98	159,65	105,69	1037,35	2626,1
Habitantes en millones	1980	61,56	55,89	53,71	57,04	14,14	6,37	116,78	227,64
Producto social bruto por habitante, en U.S.\$	1980	13 332	9295	10 931*	7100	11 291	16 592	8883	11 536
ΔProducto social bruto nom. porcentaje anual	1970-80	121,2	332,5	215,4	480,1	177,4	88,1	220,7	167,4
		8,3	15,8	12,2	19,2	10,7	6,5	12,4	10,3
ΔProducto social bruto real porcentaje anual	1970-80	32,3	20,4	43,1	36,1	32,9	13,5	63,1	36,0
		2,8	1,9	3,7	3,1	2,9	1,3	5,0	3,1
ΔProducto social bruto real	1980	1,8	-1,6	1,2	4,0	1,2	4,0	4,2	-0,2
ΔProducto social bruto real	1981*	-1,0	-2,0	-0,5	0,0	-1,5	1,4	4,0	2,2
ΔSalarios y sueldos nom., en por ciento porcentaje anual	1970-80	114,8	325,7	314,7	502,1	156,6	78,5	240,9	116,9
		7,9	15,6	15,3	19,7	9,9	6,0	13,1	8,1
ΔSalarios y sueldos reales, en por ciento	1970-80	30,6	18,0	65,3	64,9	26,6	9,9	44,1	2,1
ΔPrecios al por mayor, en por ciento	1981	8,2	13,6	10,9	16,7	8,1	5,8	1,7	9,1
ΔPrecios al por mayor, en por ciento	Dic. 1980/81	9,1	15,5	13,7	18,1	-	5,5	1,6	5,4
ΔPrecios al consumidor, porcentaje anual	1971/81	5,2	13,9	10,4	15,4	7,3	5,0	8,9	8,4
ΔPrecios al consumidor, en por ciento	1981	5,9	11,9	13,1	19,5	6,7	6,5	5,8	10,4
ΔPrecios al consumidor, en por ciento	Enero 1981/82	6,3	12,0	13,8	17,5	7,3	6,1	4,3	8,1
ΔPrecios al consumidor, en por ciento	1982*	5,2	10,0	13,5	17,5	5,5	5,4	3,5	7,5
ΔProducción porcentaje anual	1971-81 ¹	16,0	3,2	14,0	34,9	25,0	-	51,1	35,0
		1,5	0,3	1,3	3,3	2,2	-	4,4	3,2
ΔProducción según los últimos datos mensuales disponibles, porcentaje respecto del mes anterior (cifras estacionales ajustadas)	1981 Sept.	0,9	0,6	1,6	18,8	-1,9	-3,2 ²	3,8	-1,2
	Oct.	0,0	2,4	0,0	-2,8	5,8	-	1,7	-1,4
	Nov.	0,0	-1,7	0,0	6,6	-1,8	-	-0,3	-2,1
	Dic.	-0,9	-1,3	1,5	-6,0	0,9	-	-0,7	-2,1
Ojeada a la evolución de los pedidos: % neto de informantes que declararon Carteras bastante buenas (+) o poco satisfactorias (-); datos mensuales	1981 Sept.	-43	-64	-42	-42	-	-	-	-
	Oct.	-46	-56	-31	-43	-	-	-	-
	Nov.	-48	-54	-34	-53	-	-	-	-
	Dic.	-47	-62	-26	-47	-	-	-	-
Cuota de desempleados, en % (cifras estacionales ajustadas)	1980	3,4	6,9	6,4	8,0	4,8	0,2	2,0	7,1
	1981	4,9	10,5	7,8	8,8 ¹	7,3	0,2	2,2	7,6
Cuota de desempleados, en %, datos mensuales más recientes disponibles (cifras estacionales ajustadas)	1981 Sept.	5,3	11,4	8,1	8,8	7,9	0,2	2,2	7,5
	Oct.	5,5	11,6	8,3	9,3	8,2	0,2	2,3	8,0
	Nov.	5,8	11,6	8,4	9,4	8,4	0,2	2,2	8,4
	Dic.	6,1	11,7	8,5	9,4 ¹	8,7	0,3	2,2	8,9
	1982 Enero	6,1	11,8	8,6	9,3 ¹	8,9	0,4	2,2 ¹	8,5
Exportaciones en moneda nacional, en miles de millones	1979	314,62	42,802	427,95	59 926	127,630	44,080	22 532	181,80
Importaciones en moneda nacional, en miles de millones	1979	292,16	48,424	454,69	64 597	136,684	48,739	24 245	218,93
Exportaciones en moneda nacional, en miles de millones	1980	350,33	49,511	490,55	66 724	146,760	49,645	29 383	220,71
Importaciones en moneda nacional, en miles de millones	1980	341,38	51,649	569,99	85 390	155,180	60,883	31 995	253,00
Balanza comercial en millones de UME (ECU) (cifras estacionales ajustadas)	1981 Agosto	395	-	-758	-1238	-10	-442	1498	-5676
	Sept.	1063	-520 ¹	-1871	-1537	252	-420	1474	-2437
	Oct.	1672	-463 ¹	-1620	-529	341	-217	1797	-4853
	Nov.	1577	-551 ¹	-1546	-887	665	-130	404 ¹	-4013
Exportaciones en por ciento del PSB	1980	23,3	22,2	19,8	19,8	46,0	28,1	12,5	8,4
Importaciones en por ciento del PSB	1980	22,7	23,2	23,0	25,3	48,6	34,5	13,6	9,6
Reservas monetarias, en millones U.S.\$	Dic. 1981	43 712	15 240	22 262	20 134	9339	13 979	28 208	18 920
Tipos de cambio, en U.S.\$	1981	2,2600	0,4931	5,4345	1136,77	2,4952	1,9637	220,53	-
	Dic. 1981	2,2577	0,5247	5,7156	1207,59	2,4748	1,8147	218,84	-

Δ Variaciones * Estimaciones más recientes ¹ Provisional ² 3° trimestre Marzo de 1982

ANEXO No. 5

IMPORTACIONES POR GRUPOS DE BIENES

-Miles de Dólares CIF-


1965 - 1977

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
TOTAL GENERAL	164.407	174.129	214.210	255.465	241.838	273.849	340.103	318.599	397.282	958.488	943.244	993.123	1.508.357
1. Materias primas y bienes inter- medios	72.568	81.365	91.365	130.058	113.972	137.070	158.592	135.042	173.829	443.125	375.260	445.805	602.796
a) Agricultura	4.346	3.734	3.770	4.302	4.729	5.552	3.695	4.557	5.746	61.041	24.011	22.949	34.559
b) Industria	59.220	65.402	75.763	101.312	96.110	116.084	118.163	105.595	149.349	316.240	292.977	355.374	475.932
c) Construcción	9.002	12.229	11.832	24.444	13.133	15.434	36.734	24.890	18.734	65.844	58.272	67.482	92.305
2. Bienes de Capital	46.741	52.297	67.875	77.700	75.558	82.047	114.349	125.687	147.856	388.570	448.295	438.294	724.435
a) Agricultura	4.542	4.057	4.637	6.643	6.135	7.557	6.670	4.370	5.695	16.686	25.465	25.502	28.019
b) Industria	24.606	29.889	40.536	41.446	57.161	41.904	63.120	76.316	83.992	239.588	286.397	253.918	400.510
c) Equipo de transporte	17.593	18.351	22.702	29.611	32.262	32.586	44.559	45.001	58.169	132.296	136.433	158.874	295.906
3. Bienes de Consumo	31.258	33.071	33.022	37.041	34.866	36.198	38.234	46.228	64.064	108.246	102.576	99.178	167.817
a) Productos alimenticios	3.856	3.475	3.443	4.498	4.256	3.639	3.182	3.894	4.706	19.780	17.440	11.062	28.097
b) Productos farmacéuticos	10.209	9.990	10.769	12.181	14.766	14.606	14.949	14.949	20.248	30.805	24.243	28.349	30.537
c) Vestuario y textiles	1.044	654	872	680	664	766	471	413	563	833	727	572	716
d) Otros	16.149	18.952	17.938	19.682	15.180	17.187	19.632	24.872	38.547	56.828	60.166	59.195	108.467
4. Combustibles y lubricantes	13.495	4.873	20.825	9.323	13.893	17.193	27.688	10.602	11.183	16.284	13.575	7.419	9.375
5. Otros	345	2.523	1.123	1.343	1.549	1.341	1.240	1.040	350	2.263	3.532	2.427	3.934

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este trabajo, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículo para lectura recomendada.

Quito, enero de 1984


FIRMA DEL CURSANTE

LCDO. IVAN TORRES P.

NOMBRE DEL CURSANTE.