

**REPUBLICA DEL ECUADOR**

**SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO  
DE SEGURIDAD NACIONAL**

**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS  
NACIONALES**



**CUERPO DE CURSANTES**

**IX Curso Superior de Seguridad Nacional y  
Desarrollo**

**TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL**

**ANALISIS CRITICO DE LA POLITICA PETROLERA EN EL  
ECUADOR.**

**ING. JORGE ALDAZ BELTRAN.**

**1.9 81**

**INSTITUTOS DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES**

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL.

TEMA: ANALISIS CRITICO DE LA POLITICA  
PETROLERA EN EL ECUADOR.

AUTOR: ING. JORGE ALDAZ BELTRAN.

ASESOR: ECON. MARIO SVIERCOVICH G.

QUITO - ECUADOR, 1981

## P R O L O G O

El presente trabajo enfoca la actual política hidrocarburífera, para lo cual he considerado el período comprendido entre enero de 1980 a mayo de 1981. Debo expresar que por ser esta actividad muy dinámica se ha registrado muchos cambios en los meses posteriores al período considerado.

Las fuentes de consulta han sido básicamente varios documentos del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos y en especial del Ente encargado del control de esta actividad, la Dirección General de Hidrocarburos.

\*\*\* \*\*

# I N D I C E

## PAGINA

### C A P I T U L O I

|  |   |
|--|---|
| A.- INTRODUCCION .....                     | 1 |
| 1.- Los grandes objetivos Nacionales ..... | 5 |
| 2.- Política Energética .....              | 5 |

### C A P I T U L O II

|  |    |
|--|----|
| B.- ACTIVIDADES DE EXPLORACION .....                         | 8  |
| 1.- Realización de proyectos .....                           | 9  |
| 2.- Situación actual .....                                   | 10 |
| 3.- Perforación de pozos .....                               | 16 |
| 4.- Nueva modalidad de contratación .....                    | 17 |
| 5.- Reformas propuestas a la Ley de Hidro-<br>carburos. .... | 24 |

### C A P I T U L O III

|   |    |
|---|----|
| C.- ACTIVIDADES DE EXPLOTACION .....      | 36 |
| 1.- Situación actual .....                | 36 |
| 2.- Recuperación Secundaria .....         | 38 |
| 3.- Tasas de producción de petróleo ..... | 39 |

|   | <u>PAGINA</u> |
|---|---------------|
| 4.- Reservas de petróleo .....  | 44            |
| a.- Campos tradicionales .....  | 44            |
| b.- Reservas de los nuevos campos des-<br>cubiertos y posibles años de in-<br>corporación a la producción. .... | 48            |

#### C A P I T U L O   I V

|  |    |
|--|----|
| D.- ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO<br>DE HIDROCARBUROS ..... | 51 |
| 1.- Transporte de: Petróleo, Gas y Deriva-<br>dos. ....                  | 52 |
| a.- Ductos en operación .....  | 53 |
| b.- Ductos en construcción .....   | 56 |
| c.- Ductos en proyecto .....   | 57 |
| d.- Transporte por carretera .....                                       | 59 |
| e.- Transporte por cabotaje .....  | 59 |
| 1.- Almacenamiento de: Petróleo, Gas y De-<br>rivados. ....              | 60 |
| a.- Zonas de abastecimiento .....  | 60 |
| b.- Atracaderos de hidrocarburos ....                                    | 62 |
| c.- Gas licuado de petróleo .....  | 63 |
| d.- Proyectos de Almacenamiento ....                                     | 64 |

#### C A P I T U L O   V

|  |    |
|--|----|
| E.- ACTIVIDADES DE INDUSTRIALIZACION ..... | 71 |
|--|----|

|  | <u>PAGINA</u> |
|--|---------------|
| 1.- Ampliación de la Refinería de Esmeraldas. .... | 74            |
| 2.- Planta de Lubricantes .....                    | 75            |
| 3.- Nueva Refinería .....                          | 76            |
| 4.- Planta de Polipropileno .....                  | 77            |
| 5.- Complejo de Fertilizantes .....                | 78            |
| 6.- Complejo Petroquímico .....                    | 79            |
| 7.- Planta de Gas de Shushufindi .....             | 80            |

## C A P I T U L O VI

|  |    |
|--|----|
| F.- ACTIVIDADES DE COMERCIALIZACION .....  | 81 |
| 1.- Regalías .....                         | 81 |
| 2.- Asignaciones para consumo interno .... | 83 |
| 3.- Exportaciones de crudo .....           | 85 |
| 4.- Comercialización Interna .....         | 88 |

## C A P I T U L O VII

|  |     |
|--|-----|
| G.- INGRESOS PETROLEROS .....                                | 96  |
| 1.- Estructura de los ingresos petroleros..                  | 96  |
| 2.- El petróleo en el Desarrollo Nacional..                  | 98  |
| 3.- Beneficios de la actividad hidrocarburi-<br>rífica ..... | 98  |
| H.- CONCLUSIONES .....                                       | 103 |
| BIBLIOGRAFIA .....   | 109 |

## C A P I T U L O I

### A.- INTRODUCCION.

El presente trabajo tiene como objeto el realizar un análisis de la actual política de hidrocarburos, habiendo considerado como período de estudio desde enero de 1980 hasta mayo de 1981, razón por la cual muchos aspectos que a partir de mayo de 1981 se han realizado - dentro de la dinámica actividad hidrocarburífera no serán considerados.

La base de la actual política de hidrocarburos se encuentra fundamentada en los campos en explotación que se realiza en la región Oriental, por cuya razón dare a conocer en forma muy rápida la actividad que desde sus inicios se realizó en la región Oriental.

La exploración hidrocarburífera en la Región Oriental se inicia en el año 1923, cuando la compañía "The Leonard Exploration Company", obtiene del Gobierno del Ecuador una concesión para "estudios generales" siendo en 1931 cuando se celebra un contrato con miras a exploración y explotación de hidrocarburos, el mismo que debía tener una duración de 6 años. Antes de iniciar el período de exploración se declara terminados los derechos y extinguidas las obligaciones.

...

En el año de 1937 con el otorgamiento de una concesión con fines de exploración y explotación de hidrocarburos a la compañía "The Anglo Saxon Petroleum Co.", se inicia una nueva etapa de prospección hidrocarburífera sobre una área de concesión de aproximadamente diez millones de hectáreas, para un período exploratorio de - cinco años.

La compañía "The Shell Company of Ecuador Ltda." obtiene una concesión en 1935 mediante un traspazo realizado por the anglo saxon petroleum, posteriormente se asocia con la Esso Standar Oil Company of Ecuador. En 1948 se celebra un nuevo contrato sobre una superficie de 4'776.100 hectáreas aproximadamente, dividida en cuatro lotes. Luego de haber realizado trabajos exploratorios durante once años a travez de la perforación de - seis pozos y una inversión aproximada de 500 millones de sucres, estas dos empresas, manifestando que los resultados obtenidos y las perspectivas futuras tan adversas, han tomado la decisión de abandonar la concesión y sus operaciones de exploración en el país (marzo de 1950).

A partir de 1957 hasta 1975 alrededor de veinte empresas solicitaron concesiones en la Región Oriental, habiendo devuelto sus concesiones la mayoría de ellas, unas por incumplimiento del contrato, otras por falta de solvencia económica, otras por no haber obtenido re-

...

sultados satisfactorios no les era rentable la inversión que debían realizar para la puesta en producción.

En la actualidad sólo dos empresas extranjeras se encuentran en el país realizando actividades e inversiones en el área hidrocarburífera y son la Compañía TEXACO y la Compañía CITY INVESTING CO., por medio de contratos de asociación con el ente estatal y conformando los consorcios CEPE-TEXACO y CEPE-CITY, a parte la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, con sus propias áreas de operación y constituyendo una tercera empresa dentro de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos, a cargo de la cual se están realizando la mayoría de los proyectos.

De acuerdo a lo estipulado en la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que lo acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, también se estipula que el Estado a través de CEPE explorará y explotará los yacimientos hidrocarburíferos, pudiendo hacerlo en forma directa o por medio de contratos de asociación, de operaciones hidrocarburíferas o constituyendo compañías de economía mixta, con empresas nacionales o extranjeras. Al momento se ha -

...

planteado una nueva modalidad de contratación de prestación de servicios, la misma que se encuentra presentada a la Cámara Nacional de Representantes para su aprobación.

La misma ley señala que la formulación de la Política de hidrocarburos corresponde a la función ejecutiva, su ejecución y aplicación es a través del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, de CEPE y del Ministerio de Defensa Nacional, en lo concerniente a la Seguridad Nacional.

El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos es el encargado de someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos en lo que tiene que ver con: el aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos, conservación de reservas, determinación de los precios de referencia, comercio exterior de los hidrocarburos, Bases de contratación que proponga CEPE, inversión de utilidades de los contratistas, y regímenes monetario, cambiario y tributario relacionado con los hidrocarburos. También es el Ministro el encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente, así como es el Juez Especial de Hidrocarburos.

...

La Dirección General de Hidrocarburos es el organismo técnico administrativo del Ministerio del ramo y quien controla las operaciones de hidrocarburos.

## 1.- LOS GRANDES OBJETIVOS NACIONALES.

De acuerdo a lo estipulado en el Plan Nacional de Desarrollo para el período 1980-1984 se prevee que el país no tendrá el auge petrolero de la década del 70, debido a la reducción del volumen de ventas de petróleo por el crecimiento vertiginoso del consumo interno, sin que al mismo tiempo se descubran e incorporen nuevas reservas.

El problema energético que se presentará en los próximos años será muy crítico y será necesario que el país defina una política adecuada para resolverlo. En el país la totalidad de los automotores utilizan derivados de petróleo como combustible; más del 60% de la energía eléctrica, proviene de fuentes térmicas; el consumo de combustibles crece a una tasa anual de aproximadamente el 15%; y las reservas de petróleo descubiertas no serán suficientes para satisfacer la demanda interna.

## 2.- POLITICA ENERGETICA.

...

De acuerdo a lo contemplado en el Plan Nacional de Desarrollo, la energía es el elemento indispensable en la vida de los pueblos y el principal componente en la estructura de la producción nacional.

De acuerdo con esta realidad, en los próximos años corresponde al Gobierno Democrático realizar un manejo racional y cuidadoso de todos los recursos energéticos de que dispone el país, a fin de - satisfacer eficientemente las necesidades del pueblo ecuatoriano.

Los recursos energéticos renovables, convencionales y no convencionales pertenecen al patrimonio de toda nación; en consecuencia el Gobierno administrará su explotación en armonía con los intereses nacionales.

Entre los recursos no renovables, se encuentran fundamentalmente el petróleo y el gas, los - que al ser amenazados por el advenimiento de una crisis mundial de caracteres alarmantes exigen una política racional, coherente, armónica y coordinada con las necesidades nacionales de corto, mediano y largo plazo. Por esto en el plan se concretan acciones que permitirán cumplir con varios de los puntos programáticos del Gobierno y con los -

...

principios de la Constitución Política del Estado.

La prioridad de este recursos en el contexto energético nacional nos obliga a fortalecer la ex-ploración petrolera en el Oriente, costa adentro y costa afuera. Los trabajos de esta fase serán ejecutados por CEPE y su operación se orientará: ha -  
cia las áreas en las que se ha establecido la segura existencia de yacimientos hidrocarburíferos.

## C A P I T U L O   I I

### B.- ACTIVIDADES DE EXPLORACION.

El Plan Nacional de Desarrollo determina que el área exploratoria se dará énfasis a la prospección sísmica tanto en Oriente como en la zona del Litoral (costa adentro y costa fuera). Los bloques 17 y 19 del Oriente deberían adjudicarlos definitivamente a CEPE. En el quinquenio se probarán nuevas estructuras mediante pozos profundos de 18.000 pies y se investigarán formaciones precretácicas en dos estructuras, prospectos de gran importancia por las posibilidades que encierran.

El Gobierno Nacional ha adoptado por políticas y mecanismos adecuadas para identificar esta actividad tendiente a detectar más reservas petroleras y a incrementar la producción dentro de una racional explotación de yacimientos, orientándose sus resultados al desarrollo de obras en beneficio del país.

Las áreas revertidas al Estado catalogadas como las de mejores perspectivas, conjuntamente con aquellas que no han sido adjudicadas en contrato alguno, fueron reservadas para la operación directa de CEPE, a la que le ha correspondido realizar la mayor actividad exploratoria, tanto en la Región Oriental como en la plataforma Continental.

...

1.- REALIZACION DE PROYECTOS.

a.- En el año 1980 se realizó el control de actividades de prospección geofísica y geoquímica - efectuado en la región amazónica, en el litoral, y costa afuera.

En este mismo año se realizó además el control geológico y la perforación de 7 pozos exploratorios en la cuenca Oriental, de los cuales 5 pertenecen a CEPE y 2 al consorcio CEPE-TEXACO.

b.- En 1980 CEPE efectuó el levantamiento de aproximadamente 5.200 km. de líneas sísmicas en áreas del Oriente, el Litoral y costa afuera.

c.- Se elaboró en 1980 el nuevo mapa catastral petrolero Ecuatoriano, con el objeto de dar a conocer las áreas disponibles para la exploración de nuevas estructuras hidrocarburíferas este mapa tuvo como fundamento los trabajos realizados por CEPE y las compañías petroleras, los estudios y correlaciones efectuadas por los técnicos de la Dirección General de Hidrocarburos.

d.- Basados en el Mapa Catastral se elaboró en 1980

el inventario de información técnica de los -  
bloques disponibles para licitación internacional.

## 2.- SITUACION ACTUAL.

La actividad exploratoria en el Ecuador al momento (mayo 1981) está siendo llevada a cabo principalmente por CEPE y en menor grado por el consorcio CEPE-TEXACO.

Los principales proyectos que se estan efectuando son:

- a.- En la Región Amazónica CEPE viene efectuando sísmica de detalle para la prospección de crudos livianos y medianos en formaciones del -  
cretácico esperándose realizar aproximadamente unos 2.000 km. de líneas sísmicas: en las áreas de Conambo-Bobonaza, Payamino-Coca-Pucuna, Santiago y Oglan, al momento se han realizado unos 720 km. de líneas sísmicas.
- b.- En la costa se está efectuando por parte de -  
CEPE sísmica de reconocimiento a lo largo en las provincias de Esmeraldas, Manabí, Guayas, Los Ríos, El Oro y parte de algunas de la Sient

rra, con el objeto de investigar el espesor - de los sedimentos de las diferentes subcuen - cas se han efectuado hasta el momento (marzo /81) 662 km. de los 1.420 km. programados pa - ra el año.

c.- Costa afuera CEPE realizó el levantamiento sísmico en aguas someras y profundas con el fin de determinar las características geológica-estructurales y sus correlaciones con el continente al momento se está realizando sísmica - en la Isla Puná con el objeto de completar la información de toda el área del Golfo de Guayaquil. Se han efectuado 360 km. de líneas esperándose realizar hasta fines de año 2.540 km.

d.- El Consorcio CEPE-TEXACO, con el fin de investigar las características geológico-estructurales del Precretácico de la Cuenca Oriente, realizó durante el período 1978-1979 un levantamiento de sísmica profunda consistente en 1.198.75 km. de líneas, dentro de su área de operación; con el fin de minimizar en lo posible los riesgos a tomarse y debido al alto - costo que demandará la perforación de los pozos. Se realizó un estudio geoquímico tendien

te a evaluar el potencial de generación de hi  
drocarburos de las rocas que conforman el com  
plejo precretácico.

De la interpretación sísmica se ha podi-  
do detectar que existen buenas condiciones es  
tructurales habiéndose detectado dos estructu  
ras que se les ha denominado Sacha y Vista -  
profundo con una gran amplitud de cierre de  
1.000 y 1.200 pies respectivamente, es decir  
que sobrepasan en mucho a aquellos detectados  
en las estructuras del cretácico.

Para confirmar la existencia de estos ya  
cimientos el Gobierno Nacional por intermedio  
de CEPE está adquiriendo una torre de perfora  
ción con una capacidad para alcanzar hasta -  
20.000 pies de profundidad, se está poniendo  
todo el esfuerzo posible por obtener algún re  
sultado en el menor tiempo posible.

De obtenerse resultados positivos con la  
perforación de los pozos profundos, se habrán  
definitivamente aumentado en forma considera-  
ble las reservas hidrocarburíferas del país.

Es necesario indicar el alto costo que -

demandaría la perforación de estos pozos, el mismo que cuesta alrededor de unas 8 veces el costo de un pozo a nivel de cretácico (9.000 pies de profundidad en promedio) el mismo que aproximadamente es de 1 millón de dólares, el pozo profundo por lo tanto costaría alrededor de unos 8 millones de dólares lo que significa una inversión muy grande la que se arriesga.

- e.- La Corporación ha venido realizando desde el año 1975 un programa de geología regional a nivel de reconocimiento, en la Cordillera de Napo Galeras tendiente a la búsqueda y localización de crudos pesados y asfaltos.

Un área de 160.000 hectáreas, denominada Pungarayacu ha sido determinada para el efecto, en la misma que se han realizado 12 perforaciones de muestreo de poca profundidad con el objeto de obtener información sobre las características petrofísicas de los yacimientos para estimar sus reservas.

- f.- Los trabajos realizados en el área del Golfo de Guayaquil en años anteriores permitieron el descubrimiento del Campo Amistad (probado como productor de gas natural) así como de -

Las estructuras Santa Clara, Esperanza, Jambelí y Tengel pero que todavía no han sido perforadas. Con los nuevos trabajos sísmicos de detalle realizados por CEPE se han delectado otros prospectos tanto estructurales como estratigráficos.

Dada las posibilidades hidrocarburíferas que prestan la zona del Golfo de Guayaquil - comprobadas a través de los yacimientos probados de gas en el Campo Amistad, CEPE ha creado la Unidad Ejecutora del Gas del Golfo, organismo que tiene a su cargo el control del levantamiento sísmico de toda el área del Golfo, para lo cual se ha contratado a la compañía Western Geophysical que se halla al momento en plena actividad, también le corresponde a este organismo el formular las gestiones necesarias tendientes a contratar una plataforma fija para perforar 6 pozos direccionales en el Campo Amistad, con un costo aproximado de 1.500 millones de sucres.

Esta operación tiende a obtener una producción diaria de 50 millones de pies cúbicos de gas, que serán utilizados como materia prima para la producción de amoníaco-úrea, lo -

cual permitirá al país disponer de una mayor cantidad de fertilizantes nitrogenados para su desarrollo agrícola y además utilizará un volumen de esta producción como gas reductor de mineral de hierro para obtener hierro esponja, a través de la Compañía Ecuatoriana de Siderurgia S.A. (ECUADISER).

Se espera que en los próximos 3 años se hayan concluido los siguientes trabajos:

- 1) Exploración sísmica y perforación de pozos (exploratorios, de avanzada y desarrollo).
- 2) Dotación de una infraestructura en la Is la Santa Clara.
- 3) Estudio de fondo marino para fijar las plataformas, y el tendido de las líneas submarinas.
- 4) Instalación de una planta deshidratadora de gas.
- 5) Tendido del gasoducto desde el centro de recopilación al terminal, en el continen te del país.

- 6) Construcción de las plantas de fertilizantes.

### 3.- PERFORACION DE POZOS.

Basados en los descubrimientos realizados a través de las operaciones exploratorias y en yacimientos en los cuales se va a desarrollar se ha realizado una actividad de perforación que si bien no es la misma que existió en la década del 70 ésta va de acuerdo en la magnitud de las estructuras descubiertas y que se piensa desarrollar.

Durante el año de 1980 se realizó la perforación de 31 pozos de acuerdo al siguiente detalle:

| POZOS         | CEPE | CEPE-TEXACO | CEPE-CITY | TOTAL |
|---------------|------|-------------|-----------|-------|
| Exploratorios | 4    | 2           | -         | 6     |
| Desarrollo    | 2    | 10          | 4         | 16    |
| Muestreo      | 8    | -           | -         | 8     |
| Estudio       | 1    | -           | -         | 1     |
|               | 15   | 12          | 4         | 31    |

Los pozos de muestreo realizados por CEPE son los efectuados en el área de Pungarayacu a poca profundidad (menos de 500 metros).

En el presente año (hasta mayo/81) se ha realizado la perforación de 9 pozos 6 por parte de CEPE ( 2 de desarrollo y 4 de avanzada) y 3 por parte del Consorcio CEPE-TEXACO (2 de reemplazo y 1 de desarrollo).

Se espera que a fines de año se pueda realizar la perforación de 55 pozos (6 exploratorios y 49 de desarrollo), lo cual dependerá entre otros factores de:

- a.- La disponibilidad de equipos de perforación.
- b.- Vías de acceso a los campos para perforaciones de desarrollo.
- c.- Preparación del sitio o locación.

#### 4.- NUEVA MODALIDAD DE CONTRATACION.

Una de las principales acciones del Plan Nacional de Desarrollo, está dirigido a lograr el desarrollo del potencial hidrocarburífero del país, y el aprovechamiento eficiente y racional del mismo. Tomando en cuenta que se requiere hacer un esfuerzo extraordinario, en la tarea exploratoria con el pro

pósito de incrementar las reservas de petróleo a corto plazo, esfuerzo que exceda a la capacidad económica financiera del Estado, el Plan Hidrocarbúfero, señala la conveniencia de complementar el esfuerzo que recae en CEPE, con la participación de capitales de riesgo que pueden aportar compañías extranjeras especializadas, dentro del marco económico legal en vigencia.

Así es como el Ejecutivo, está diseñando un esquema de contratación, que permitirá al país realizar un trabajo exploratorio y productivo de hidrocarburos, asignando y garantizando al inversionista privado un margen razonable de utilidad, en tanto en cuanto, luego de las investigaciones, se hallen posibilidades de explotar petróleo.

Nuestra Ley de Hidrocarburos, que fué expedida hace una década, contempla tres modalidades contractuales para la exploración y explotación de los hidrocarburos: La de asociación, la de operaciones hidrocarbúferas y las de compañía de economía mixta, habiendo sido eliminado por supuesto el contrato de concesión que contemplaba la Ley de Petróleo de 1937.

Después de analizar el contenido y las impli-

caciones de cada una de esas formas contractuales, el Gobierno Nacional, ha arribado a la conclusión de que es indispensable en las actuales circunstan cias en que vive el país, adoptar una modalidad contractual distinta, que supere con nitidez todos los reparos que pudieron formularse a las moda lidades contractuales existentes en nuestra Ley de Hidrocarburos, que armonice en mayor grado con el espíritu de la constitución y con las actuales con diciones en el mercado nacional e internacional de los hidrocarburos, para que, en definitiva, satisfaga con plenitud las aspiraciones nacionales.

La nueva modalidad contractual contenida en el proyecto de reformas a la Ley de Hidrocarburos, es la de PRESTACION DE SERVICIOS PARA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS, la misma que en su contenido expresa:

a.- Objeto:

El contratista se compromete a prestar servicios de exploración y explotación de hidrocarburos, lo que comprende el ciclo total de la operación petrolera que, en detalle, se subdivide en exploración, evaluación de la co mercialidad, desarrollo de los campos, extrac

ción del petróleo y transporte secundario de los hidrocarburos, hasta colocarlos en un oleo ducto principal. Estos servicios deben estar precisados en programas de trabajo para cada fase.

b.- Inversiones:

El prestador de servicios de obliga a rea lizar por su cuenta y riesgo (cláusula de -- riesgo) todas las inversiones en el período - de exploración y explotación y a poner la ma quinaria y tecnología necesarias para el cum plimiento de los programas.

c.- Derechos del contratista:

Si al término del período exploratorio no encuentra hidrocarburos comercialmente explo tables, termina el contrato y el prestador de servicios no tiene derecho a ningún reembolso ni pago (riesgo minero).

Si encuentra hidrocarburos, el contratis ta tiene derecho a que le reembolsen sus in versiones, costos y gastos, y, además, a reci bir un pago por sus servicios; este pago esta

r a relacionado, no con la producción, sino -  
con el monto de las inversiones no amortiza -  
das del contratista y estará establecido en  
el contrato.

d.- Pagos en dinero:

Los reembolsos y pagos se realizarán en  
dinero y no en petróleo, desde cuando CEPE co  
mience a tener ingresos por la venta del pe -  
tróleo.

e.- Derecho de compra:

Todo el petróleo producido pertenece al  
Estado, pero se reconoce al contratista un de  
recho preferente para comprar la totalidad o  
una parte del saldo exportable del petróleo  
extraído por el contratista.

f.- Gravámenes a cargo del contratista:

Como en los contratos de operaciones hi-  
drocarbur feras, el prestador de servicios no  
est  obligado al pago de regalías.

En concepto de tasa por la utilización de materiales y aguas, el contratista pagará al menos 600.000 sucres (SEISCIENTOS MIL SU - CRES) cada año durante el período de exploración, y 1'500.000 sucres (UN MILLON QUINIENTOS MIL SUCRES) durante el de explotación. Estos pagos no tienen la condición de reembolsables.

El contratista, además, entregará al Estado una asignación destinada a la investigación en el campo petrolero. Para establecer su monto se restará de la cantidad que reciba el contratista como pago de sus servicios, el 15% de participación laboral y el impuesto a la renta; sobre el saldo se aplicará el 1% que será el monto de la indicada asignación.

Pagará un impuesto a la renta especial - establecido en proyecto de Ley aparte. Dicho proyecto establece cinco niveles de impuesto, que van desde el 48% hasta el 89%, niveles que están directamente relacionados con los niveles de reservas recuperables de hidrocarburos que haya descubierto el contratista, de suerte que el porcentaje del impuesto será mayor en la medida en que las reservas también lo sean.

Está previsto para asuntos técnicos, un comité de administración en el que el prestador de servicios tendrá representación paritaria, aunque en caso de desacuerdo es el Ministro de Recursos Naturales y Energéticos quien decide.

Esta nueva modalidad entre otros tiene las siguientes características:

- 1) La explotación de hidrocarburos queda reservada absolutamente a CEPE, sin que el prestador de servicios, sea considerado como "participador" o como accionista, - como en las modalidades actuales.
- 2) El prestador de servicios solo tiene derecho a un pago en dinero por sus servicios, además de la recuperación de sus inversiones.
- 3) No hay aporte de "derechos sobre áreas", sobre los hidrocarburos, ni sobre los ya cimientos, por parte de CEPE, como sucede en el contrato de asociación, derechos que, por otra parte, son "inalienables", según la propia Ley de Hidrocarburos.

- 4) El riesgo minero recae exclusivamente so  
bre el prestador de servicios.
- 5) Los pagos en dinero y no en petróleo li-  
bran a este modelo de las objeciones de  
carácter económico que se han hecho a to  
dos los demás esquemas de contratos, que  
tienen el denominador común de entregar  
petróleo al Contratista.
- 6) El pago al contratista por sus servicios  
será de tal manera que le permita obtener  
de sus inversiones, una tasa interna de  
retorno justa, pero estable y uniforme -  
durante toda la vida del contrato.
- 7) El pago al contratista está vinculado al  
monto de las inversiones no amortizadas  
y no a la producción de hidrocarburos.
- 8) El control de las inversiones, será rea-  
lizado por la Dirección General de Hidrocar  
buros y CEPE.

#### 5.- REFORMAS PROPUESTAS A LA LEY DE HIDROCARBUROS..

Las reformas que constan en el proyecto, no -

tienen otro objetivo que introducir en la Ley de Hidrocarburos el nuevo modelo contractual de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, sin que se introduzcan reformas relativas a otros aspectos basados en el deseo del Gobierno de: incrementar sus reservas hidrocarburíferas, como se estipula en el Plan Nacional de Desarrollo.

a.- Las reformas sugeridas que han sido puestas a consideración en el plenario de las comisiones legislativas, de la Cámara Nacional de Representantes, para su estudio y aprobación son las siguientes:

1) En el inciso 1º del Art. 2, después de "operaciones hidrocarburíferas" inclúyase "de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos".

2) El inciso 2º del Art. 2, dirá:

" Las obras o servicios específicos que CEPE tenga que realizar, podrá hacerlos por sí misma o celebrando contratos de obra o de servicios".

3) En el inciso 1º del Art.3 suprímese --  
"prestación de servicios" y, en su lugar,  
póngase "de obra o servicios".

4) El Art. 17 dirá:

"Art. 17.- Son contratos de prestación -  
de servicios para exploración y explota-  
ción de hidrocarburos, aquellos en que  
personas jurídicas, nacionales o extran-  
jeras, se obligan para con CEPE a reali-  
zar servicios de exploración y explota -  
ción hidrocarburíferas en las áreas seña  
ladas para el efecto, invirtiendo los ca  
pitales, los equipos, la maquinaria y la  
tecnología necesarios para el cumplimient  
o de los servicios contratados.

Sólo cuando el prestador de servicios pa  
ra exploración y explotación hubiere en-  
contrado en el área señalada hidrocarbu-  
ros comercialmente explotables, tendrá  
derecho al reembolso de sus inversiones,  
costos y gastos y al pago por sus servi-  
cios, dentro de los plazos que para el  
efecto se señalen. Estos pagos y reem -  
bolsos serán realizados por CEPE en dine

ro, de los ingresos brutos que produzcan los yacimientos declarados comercialmente explotables y que se encuentren en el área a que se refiere el contrato.

El prestador de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, tendrá derecho preferentemente para comprar la totalidad o una parte del saldo exportable del crudo producido en el área del contrato de acuerdo con lo que se establezca en las bases generales de contratación".

5.- Después del Art. 17 añádese otro que diga:

"Art....- Los contratos de obras o de servicios específicos a que se refiere el inciso 2º del Art. 2 son aquéllos en que personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, se comprometen a ejecutar para la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana -CEPE- obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, a

cambio de un precio o remuneración en di  
nero, cuya cuantía y forma de pago será  
convenida por las partes".

6) El Art. 20 dirá:

"Cada contrato para exploración y explo-  
tación de yacimiento de hidrocarburos  
comprenderá una superficie terrestre no  
mayor de doscientas mil hectáreas, divi-  
dida en lotes de superficie igual o me -  
nor de veinte mil hectáreas cada uno, de  
acuerdo con el trazado del Instituto Geo-  
gráfico Militar; o una superficie marina  
no mayor de cuatrocientas mil hectáreas,  
dividida en lotes de superficie igual o  
menor de cuarenta mil hectáreas, de acuer-  
do con el trazado del Instituto Oceanográ-  
fico de la Armada.

Los lotes deberán ser de forma rectangu-  
lar, con dos de sus lados orientados en  
dirección Norte-Sur, salvo cuando lími -  
tes naturales o de otras áreas contrata-  
das lo impidan.

Al término del período exploratorio no -

podrá retenerse más del 40% de la superficie total, en lotes completos, seleccionados en la forma que se establezca en el contrato. Si la superficie total de exploración fuere de cincuenta mil hectáreas o menos, podrá retenerse hasta el cincuenta por ciento.

Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos y los de operaciones hidrocarburíferas, dada la naturaleza de su relación contractual, no están sujetos a lo establecido en el inciso anterior".

- 7) Al final del inciso 1º del Art. 21 suprímese el punto y añádese "de superficie terrestre o hasta trescientas veinte mil hectáreas de superficie marina".

Igualmente, en el inciso tercero de la citada disposición, suprímese el punto final y añádese "o de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos".

...

8) El inciso cuarto del Art. 25 dirá:

"Se exigirá, así mismo, una inversión - promedio no inferior a tres mil y cuatro mil quinientos sucres anuales por hectárea, en superficie terrestre y en superficie marina, respectivamente, durante los tres primeros años del período de explotación, para cuyo efecto se tomará en cuenta sólo el área conservada para la explotación. Las inversiones en los años sucesivos deberán acordarse por las partes".

9) En el inciso cuarto del Art. 29 suprimase " Los contratistas de prestación de servicios en cualesquiera de las fases de exploración y explotación" y, en su lugar, póngase "Los contratistas de obra o servicios específicos", a que se refiere el Art. 5 de esta Ley.

10) Las letras s) y t) del Art. 31 dirán:

"s) Presentar para la aprobación del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos los planes, programas y proyectos

y el financiamiento respectivo para que las actividades de exploración y explotación no afecten negativamente a la organización económica y social de la población asentada en las áreas donde se realicen las mencionadas actividades y a todos los recursos naturales renovables y no renovables locales. Igualmente, deberán planificarse los nuevos asentamientos poblacionales que fueren necesarios. Para la antedicha aprobación, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos contará con los informes de los organismos de desarrollo regional respectivos y del Ministerio de Bienestar Social".

11) El inciso segundo del Art. 32 dirá:

"Por tanto, los contratistas que celebren contratos para la exploración y explotación de petróleo, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de gas natural libre si encontraren en el área del contrato yacimientos comercialmente explotables".

12) En el Art. 49, después del inciso 5º añá

dese uno que diga:

"La disposición del inciso anterior es - aplicable también a los contratos de prestación de servicios para exploración y - explotación de hidrocarburos, debiendo CEPE, en este caso, pagar las regalías - en dinero a los precios de realización del crudo".

13) El Art. 52 dirá:

"Art. 52.- Por concepto de la utilización, para los fines del contrato, de - las aguas y de los materiales naturales de construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al - Estado, los contratistas o asociados pagarán anticipadamente, dentro de los primeros treinta días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, las cantidades mínimas de seiscientos mil sucres, durante el período de exploración, y de un millón quinientos mil sucres durante el período de explotación. Ambos valores tendrán el carácter de no reembolsable - en los contratos de prestación de servi-

cios para exploración y explotación de hidrocarburos y de operaciones hidrocarbúferas.

En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos. En las operaciones costa afuera no habrá lugar a este pago".

- 14) En el Art. 54, añádense los siguientes incisos:

"Los contratistas de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos están exentos del pago de primas de entrada, derechos superficiarios, regalías y aportes en obras de compensación; debiendo pagar anualmente al Estado, desde el inicio del período de explotación, una asignación no reembolsable e equivalente al 1% del monto del pago por 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.

Para estos objetivos créase el Instituto Ecuatoriano del Petróleo, con personería jurídica, con sede en la ciudad de Quito y adscrito al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, el que contará, entre otros recursos, con la asignación a que se refiere el inciso anterior".

- 15) Después del Art. 60 inclúyese el siguiente:

"Art.... En los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, así como en los de operaciones hidrocarburíferas, los contratistas construirán los ductos secundarios que fueren necesarios para transportar los hidrocarburos, hasta un ducto principal, debiendo ser reembolsados los correspondientes valores junto con las demás inversiones del contratista.

En las operaciones costa afuera todos los ductos que fueren necesarios para evacuar los hidrocarburos hasta los centros de comercialización y de industrialización, serán construídos por el mismo contratista

ta y reembolsados junto con las demás in  
versiones del contrato.

En caso de que se justifique económica -  
mente la construcción o utilización, por  
más de un contratista, de ductos secunda  
rios, su costo será compartido entre los  
respectivos contratistas".

16) Añádese un inciso al Art. 83 que dirá:

"El Ministro de Recursos Naturales y Energ  
géticos reajustará estos valores, así -  
como los determinados en los Arts. 25, 45,  
46, 47, 48, 52 y 53, cuando por razones  
de carácter inflacionario lo juzgue nece  
sario".

## C A P I T U L O    I I I

### C.- ACTIVIDADES DE EXPLOTACION.

#### 1.- SITUACION ACTUAL.

La producción de petróleo en el Ecuador, está centrada básicamente en la Región Oriental y lo hace a través de los campos-productivos que opera el Consorcio CEPE-TEXACO y el Consorcio CEPE-CITY.

El Consorcio CEPE-TEXACO tiene en operación los campos Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Aguarico, Auca, Yuca, Culebra, Yulebra, Parahuacu y Atacapi, con un permitido de producción de 212.700 barriles por día, siendo su producción real de unos 206.000 bls./día.

El Consorcio CEPE-CITY tiene en explotación los campos Fanny y Mariann con un permitido de producción de 6.500 bls/día, lográndose obtener en la realidad.

Con la finalidad de poder mantener los niveles permisibles de producción fijados por el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos para cada uno de los campos, se realizan trabajos de reacondicio-

namiento de pozos, los mismos que son planificados a través de reuniones de técnicos de la Dirección General de Hidrocarburos y del Consorcio CEPE-TEXACO.

Estos trabajos están encaminados a mejorar el estado productivo del pozo, tanto a nivel de yacimiento como de las instalaciones y campos de producción, mediante la implementación de sistemas de levantamiento artificial.

Los sistemas de levantamiento artificial son diseñados de acuerdo a las características de los yacimientos, habiéndose utilizado los siguientes:

- a) Levantamiento neumático (gas lift).
- b) Levantamiento hidráulico (tipo KOBE)
- c) Levantamiento eléctrico (REDA Y CENTRILIFT)

El estado de pozos a la fecha (mayo/81) es el siguiente:

|                   | <u>CEPE-TEXACO</u> | <u>CEPE-CITY</u> |
|-------------------|--------------------|------------------|
| Pozos produciendo | 170                | 11               |
| Pozos cerrados    | 56                 | 1                |
| TOTAL:            | <u>226</u>         | <u>12</u>        |

|                             | <u>CEPE-TEXACO</u> | <u>CEPE-CITY</u> |
|-----------------------------|--------------------|------------------|
| Pozos flujo natural         | 87                 | 7                |
| Pozos con gas lift          | 31                 | -                |
| Pozos con bombeo hidráulico | 38                 | 4                |
| Pozos con bombeo eléctrico  | <u>14</u>          | <u>      </u>    |
| TOTAL :                     | 170                | 11               |

La Península de Santa Elena a través de sus campos petrolíferos aporta con unos 1.400 bIs/día, provenientes de unos 500 pozos.

## 2.- RECUPERACION SECUNDARIA.-

Uno de los proyectos de gran trascendencia - que se están llevando a cabo, es la implementación de sistemas de Recuperación Secundaria en los campos Shushufindi y Sacha Napo, en cuyos yacimientos por sus propias características su presión ha disminuído al igual que su producción, este sistema permitirá a la vez que una represurización del yacimiento, un mejor barrido de los hidrocarburos, lo que representa una optimización de su recuperación, a través de mayores volúmenes de reservas recuperables.

Los resultados de los estudios de Simulación

Matemática, realizados en los años 1978-1979 y 1980 demuestran que mediante la inyección de agua a las areniscas "U y "T" de la formación Napo del campo Shushufindi-Aguarico, se obtendría una recuperación adicional de aproximadamente 350 millones de barriles de petróleo, comparado con lo que se espera producir por recuperación primaria.

Para las areniscas Napo del campo Sacha al momento se están efectuando por parte de técnicos de la Dirección General de Hidrocarburos y del Consorcio CEPE-TEXACO los estudios de Simulación Matemática, previos para el diseño del sistema de recuperación, (equipos, implementación, factibilidad económica del proyecto).

Durante el primer trimestre de 1981 se ha iniciado el proyecto en su fase preliminar de diseño de facilidades, de captación y tratamiento del agua a inyectarse.

El proyecto se espera desarrollar en dos etapas con un costo de aproximadamente 2.000 millones de sucres.

### 3.- TASAS DE PRODUCCION.

Con el objeto de asegurar una explotación ra-

cional que permita obtener la máxima recuperación de los hidrocarburos y de garantizar una adecuada política de conservación de reservas que generarán beneficio directo para las nuevas generaciones, es el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos a través de la Dirección General de Hidrocarburos quien ha determinado de manera técnica y realista las tasas permisibles de producción a nivel de pozo, yacimiento y campo.

Por ser muy importante indicaré cual ha sido en forma cronológica la política que en cuanto a -tasas de producción se ha seguido.

En el año de 1972 entran a la fase de producción los campos Lago Agrio, Sacha y Shushufindi pertenecientes a lo que hoy es el Consorcio CEPE-TEXACO y lo hacen sin ninguna restricción, es decir no se fijó tasas de producción permisibles, obteniéndose tasas promedias de 213.327 barriles por día de los tres campos.

Durante el año 1973 tampoco se determina tasas de producción permisibles y el promedio obtenido -fué de 206.000 bls/día de los tres campos anteriormente citados.

En el año de 1974 mediante Decreto N° 502 de 14 de mayo, se autoriza al Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos para que, de acuerdo con las condiciones técnicas imperantes en los campos, fije las tasas de producción para cada uno de ellos.

Con Acuerdo N° 11906 de 20 de mayo de 1974 y en base a los estudios realizados por los técnicos de la Dirección General de Hidrocarburos se fija en 210.000 bls/diarios. La tasa permisible de producción para los campos Lago Agrio, Sacha, Shushufindi y Aguarico, éste último que ingresó en el mes de enero de ese año. El promedio real de producción obtenido fue de 174.420 bls/diarios.

Mediante Acuerdo Ministerial N° 12458 de 7 de marzo de 1975, se fija nuevas regulaciones de producción para los campos Orientales, la misma que se mantiene en 210.000 bls/diarios, para los campos Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Aguarico y Aucaca. Este último ingresó a la fase productiva en el mes de abril de 1974. El promedio de producción obtenido fue de 158.600 bls/diarios.

En el año de 1976/1977 no tiene cambios y se mantienen las tasas anteriores, obteniéndose un --

promedio de producción diaria de 184.926 bls/diarios y 180.573 bls/diarios respectivamente, sin haber incorporación de nuevos campos.

El 16 de diciembre de 1977 mediante Acuerdo Ministerial N° 14053 se realizan revaluaciones de los yacimientos, manteniéndose la tasa total en 210.000 bls/día, habiendo los campos Sacha y Lago Agrio, modificado sus tasas permisibles.

La producción promedio fue de 197.894 bls/día para lo cual fue necesario implementar levantamiento artificial en algunos pozos de los campos Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y Auca.

En el mes de junio de este año entraron a la producción los campos Fanny 18B y Mariann, pertenecientes al Consorcio CEPE-CITY, con una tasa provisional de 6.000 bls/día, obteniéndose una tasa real de 3.767 bls/día debido a la falta de levantamiento artificial en los pozos.

A principios del mes de diciembre entra en producción el campo Parahuacu y a fines del mismo el campo Atacapi, con una tasa provisional de 4.000 bls/día cada uno, pertenecientes al Consorcio CEPE TEXACO.

No habiendo existido incremento de nuevas reservas en los campos en explotación y habiéndose - reducido la relación reservas-producción, la Dirección General de Hidrocarburos luego de los estudios técnicos necesarios recomendó reducir las tasas de producción; las mismas que mediante Acuerdo N°14785 de 3 de mayo de 1979 se fijó en 208.000 bls/día; - 204.000 bls/día para los campos del Consorcio CEPE TEXACO y 4.000 bls/día para CEPE-CITY. El objeto principal de esta regulación fue la de preservar - el recurso no renovable, toda vez que el comportamiento de los yacimientos no permite que sean producidos a tasas mayores, so pena de que un gran - porcentaje de las reservas recuperables no puedan ser extraídas, debido a daños paulatinos que se - puede ocasionar a los yacimientos.

Al 31 de mayo de 1981 la tasa de producción vigente fué de 227.200 barriles de petróleo por día, observándose una variación de un  $\pm$  5%. Esta producción se distribuye de la siguiente manera:

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| Consorcio CEPE-TEXACO | 221.700 bls/d. |
| Consorcio CEPE-CITY   | 6.500 bls/d.   |
| TOTAL:                | 227.200 bls/d. |

...

4.- RESERVAS.

a.- Campos Tradicionales.

El volumen de reservas recuperables de los campos operados por el Consorcio CEPE-TEXACO, al 31 de diciembre de 1972, se estimaron en 1.400 millones de barriles.

El volumen de petróleo producido en el período 1972 a 31 de mayo de 1981 fue de 610.1 millones de barriles.

Según las revaluaciones realizadas por la Dirección General de Hidrocarburos, el volumen de reservas recuperables (primarias) son de 685,3 millones de barriles al 31 de diciembre de 1979, cifra inferior en 1.104.95 MM. de barriles (161.2%) a la reportada por el Consorcio y equivalente a 1790.23 MM. de barriles. Es necesario indicar también que al 31 de diciembre de 1978, la cifra de reservas probadas recuperables remanentes reportadas por el Consorcio ascendió a 1064.2 MM. de barriles, valor que comparado con la cifra de la Dirección General de Hidrocarburos de 1023.5 MM. de barriles a la misma fecha, mostró una

diferencia del 4% respecto a la cifra más baja; o sea que estando dentro del margen del 10% fue posible determinar la cifra oficial en 1.043.5 MM. de barriles de petróleo. Las reservas recuperables remanentes reportadas por el Consorcio CEPE-TEXACO al 31 de diciembre de 1980 son de 1.389.5 MM. de barriles.

La producción para los campos operados por el Consorcio CEPE-TEXACO durante 1980 es de 72.6 MM. de barriles, que restado de las reservas remanentes al 31 de diciembre de 1979 nos da un volumen de reservas remanentes estimadas de 641.0 MM. de barriles al 31 de diciembre de 1980, en este valor se incluyen 18.34 MM. de barriles correspondientes al campo Yuca- Yuca Sur que entró en producción en diciembre de 1980.

Al 31 de diciembre de 1980 las reservas remanentes han disminuído en 46% aproximadamente en 9 años de producción, esto nos indica que si no se descubren reservas adicionales y/o no se implementan los proyectos de recuperación secundaria para los yacimientos "Y" y "T" de la formación Napo, principalmen-

te en los campos Shushufindi-Aguarico y Sacha, la producción deberá reducirse en proporción directa al volumen de petróleo producido, sobre todo si se desea garantizar el suministro de hidrocarburos para las generaciones futuras.

Las reservas recuperables para los campos del Consorcio CEPE-CITY no son muy significativas, pues, el volumen remanente calculado por la Dirección General de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 1980 ascienden a 16.9 MM. de barriles. La producción acumulada de los campos operados por el Consorcio CEPE-CITY durante 1980 asciende a 1.47 MM. de barriles.

Debido al impase surgido entre la Dirección General de Hidrocarburos y el Consorcio CEPE-TEXACO en cuanto a la cifra oficial de reservas al 31 de diciembre de 1979, y de acuerdo a lo especificado en el párrafo 2) - Artículo 7º del Acuerdo Ministerial N° 11786 en vigencia, se está realizando los trámites pertinentes con el fin de contratar una consultora para que realice la auditoría de reservas para los campos del Consorcio CEPE-TEXACO.

Es de tomarse en cuenta que el creciente consumo interno de hidrocarburos ha subido a una tasa promedio del 15% anual, de suerte que mientras en 1973 se destinaron al consumo interno 43.000 barriles diarios de petróleo, en 1980 fueron absorbidos por el consumo interno alrededor de 100.000 barriles diarios de petróleo, es decir, aproximadamente el 50% de la producción bruta total, quedando como saldo exportable sólo el sobrante del que no se beneficia en su totalidad el Estado, sino que tiene que ser dividido entre CEPE y TEXACO, en proporción a sus derechos. Se ha calculado que para 1981 los requerimientos del consumo interno serán del orden de los 113.000 barriles diarios, con lo que quedará un saldo exportable de sólo el 48% de la producción total.

De estas consideraciones podemos concluir que mientras el consumo interno sube en un 15% por año, las reservas petroleras disminuyen en un 7% anual, con lo que, de no aumentar el volumen de nuestras reservas, se podría tener el peligro de no tener saldo exportable para el año de 1987.

Con la implementación de los proyectos - de recuperación secundaria en los campos Shushufindi-Aguarico y Sacha Napo se estima como reservas probables la cantidad de 350.0 MM. y 100.0 MM. de barriles respectivamente, dando un total de 450.0 MM. de barriles adicionales para el Consorcio CEPE-TEXACO.

b.- Reservas de los nuevos campos descubiertos y posibles años de incorporación a la producción.

Los descubrimientos de nuevos yacimientos realizados por parte del Consorcio CEPE-TEXACO y CEPE, no determinan un incremento substancial en el monto de reservas recuperables y por el contrario sus cifras son muy modestas así tenemos:

- 1) El Consorcio CEPE-TEXACO dispone de los campos Coca, Cononaco y Dureno, cuya estimación de reservas probadas es de alrededor de 11.1 MM. y reservas probables de 35.1 MM. de barriles, estimándose que podrían incorporarse a la producción en el año de 1983.
- 2) La Corporación Estatal Petrolera Ecuato-

riana cuenta con unos 17 campos descubiertos y en los cuales se ha determinado unas reservas probadas estimadas en 60.0 MM. de barriles y unos 100.6 MM. de barriles como reservas probables.

Los campos Charapa, Secoya, Shuara, Shushuqui se estima podrán entrar a la producción en el año 1982; los campos Bermejo, Cuyabeno, Sansahuari y Tetete, para 1983; los campos Tiguino en 1985; los campos Tivacuno, Shiripuno, Capirón Centro y Capirón Norte, en el año 1986; y los campos Pucuna Tiputini, Primavera, Yuturi para 1987.

Las producciones que se espera se incorporen en los años indicados no serán significativas, ya que como se puede apreciar el monto total estimado de reservas recuperables asciende a unos 70.0 MM. de barriles, lo que representa menos de la producción de un año de los campos actualmente en explotación, además la incorporación de estos campos dependerá también de que se construyan las carreteras de acceso a los campos, se realicen las per

foraciones de desarrollo, instalaciones de facilidades de producción de más infraestructura necesaria y estudios técnicos que al respecto se requieren.

Para poder efectuar el desarrollo de los campos CEPE ha comprado dos equipos de perforación, uno de cuyos equipos se encuentra ya en el País (IH 4000) y el otro (IH 6000) llegará a finales de año.

## C A P I T U L O   I V

### D.- ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS.

Conscientes de la imperiosa necesidad de incrementar el volumen de almacenamiento de petróleo a nivel nacional así como la de llevar a efecto proyectos de transporte por ductos, los cuales son complemento y condición necesaria del programa integral de Transporte y Almacenamiento.

Con la finalidad de tener una idea más clara de la política que entorno a esta actividad se está llevando a cabo, reseñaré en forma rápida los programas que se están ejecutando y los proyectos a realizarse en un futuro inmediato.

En primera prioridad: Se han considerado el ejercicio del control de la operación y mantenimiento de los sistemas que al momento están en funcionamiento, actividad permanente que se ejerce a oleoductos, poliductos, transporte por autotanques y por barcos, terminales de almacenamiento terrestres y portuarios etc.

Se ha incluido en esta actividad las instalaciones

de transporte y de almacenamiento que al momento se están construyendo en el país, y que por la dinámica de las mismas se hace necesario en intensivo y permanente control, para determinar el avance de dichas obras y ejercer asesoría técnica a cambios o modificaciones si fuere necesario, en las diferentes fases de los proyectos en marcha.

Como segunda prioridad: Se han dejado los trabajos pertinentes a la infraestructura del transporte y almacenamiento de los hidrocarburos, en estrecha colaboración con CEPE.

#### 1.- TRANSPORTE DE PETROLEO, GAS Y DERIVADOS.

Antes de la era petrolera en el Ecuador, que se inició en el año de 1972 con la exportación del primer barril de crudo en el Puerto de Balao, el Ecuador disponía de un sistema de transporte y almacenamiento de tipo "doméstico" para los combustibles derivados, y estaba administrado directamente por las compañías ANGLO y GULF.

Desde el centro de producción y refinación en la Libertad los productos refinados eran llevados en barcos y almacenados en las ciudades de Guayaquil, Puerto Bolívar, Manta y Terminal de Ferroca-

rriles en Durán, para ser distribuidos en las provincias del Guayas, Los Ríos, El Oro, Manabí, Esmeraldas y a Quito y provincias de la Sierra por ferrocarril.

La Empresa de Ferrocarriles construyó el Poliducto Bucay-Palmira, para salvar la cuenca del río Chan-Chan, cuyas avalanchas y crecidas obstaculizaban el abastecimiento normal a Quito y a la Sierra.

Con el desarrollo de las carreteras, se incrementó el transporte de combustibles derivados por autotanques, cuya competencia desfinanciaba el transporte de combustibles por ferrocarril. La Empresa de Ferrocarriles del Estado (ENFE), preocupada por la delicada situación financiera que atravesaba concibió la idea de construir el Poliducto Durán-Quito con el objeto de que parte de su rendimiento sirva para la rehabilitación del ferrocarril. Con este fin se firmó el Contrato con la Empresa Española Heredia y Moreno que se encargó de la construcción de indicada obra.

a.- Ductos en operación.

Existen dos poliductos y dos oleoductos en pleno funcionamiento:

- 1) Poliducto Durán-Quito: Construído para -  
transportar combustibles derivados desde los tanques de almacenamiento de Durán hacia Ambato y Quito, tiene 368 Km. de tubería de 6" y transporta hasta 7.200 Bls/d. de gasolina. Posee 5 estaciones de bombeo y 2 terminales.

Su operación está a cargo de CEPE desde el 22 de junio/73, en la actualidad abastece al Terminal de Ambato y como emergencia a Quito.

- 2) Poliducto Esmeraldas-Quito: Sirve para transportar indistintamente diesel, kerosene y gasolina desde Esmeraldas a Santo Domingo y Quito, y abastece a las provincias del centro y norte - del país. Tiene una longitud de 258.4 kms. y diámetros de 14" y 12". Inicialmente el volumen de bombeo es de 16.765 Bls/d. 34.320 Bls/D. en 1982, y 58.628 Bls/D. en 1987. Dispone de 4 estaciones de bombeo y 2 terminales en Santo Domingo y Quito. Se está operando este poliducto desde noviembre/80 y su operación está supeditado a la programación de Refinería, por cuanto no entran

en operación los tanques de cabecera que se están construyendo en Esmeraldas.

- 3) Oleoducto Transecuatoriano: Para transportar el pe  
tróleo descubierto en el nor-oriente en 1967, se construyó el Oleoducto Trans-  
ecuadoriano, cuya operación se inició en agosto de 1972, siendo el medio de trans  
porte terrestre más económico para pe  
tróleo crudo e hidrocarburos en general. Tiene 497.5 Kms., tubería de 20" y 26", se inicia en Lago Agrio y culmina en el Terminal de Balao, situado en la costa -  
septentrional.

Transporta un promedio de 210.000 BIs/D. y puede operar hasta 400.000 BIs/D. mediante adecuaciones en el sistema. Posee 5 estaciones de bombeo, 4 reductoras de presión y un terminal de carga en tanque  
ros con dos monoboyas fuera de la costa e instalaciones para procesar agua de -  
lastre.

- 4) Oleoducto Tarapoa-Lago Agrio: Construído por la com

pañía CEPCO en asociación con CEPE para transportar el petróleo crudo descubierto en los campos Mariann y Fanny hasta Lago Agrio, en donde empalma al Oleoducto Transecuatoriano. Tiene 74.5 Kms. de longitud, 8 5/8" de diámetro y está asignado una capacidad de transporte hasta 10.000 Bls/d. La operación de este oleoducto se inició en enero/78.

b.- Ductos en construcción.

- 1) Gasoducto Shushufindi-Quito: Transportará gasolina natural y LPG procesado en la planta de tratamiento de Shushufindi, a Quito. Tiene 304.7 Kms. de longitud desde la planta de tratamiento hasta el Terminal de El Beaterio, en diámetros de 6" y 4" y con un volumen de bombeo inicial de 6.450 Bls por día.

Está dotado de 4 estaciones de bombeo en Shushufindi, Quijos, Osayacu y Chalpi y un Terminal en El Beaterio.

Al momento se están realizando las prue-

bas preliminares en línea y estaciones, previo a la operación definitiva que será posiblemente en agosto/81.

c.- Ductos en Proyecto.

- 1) Poliducto Libertad-Guayaquil: Proyecto -  
que está  
en la fase final de ingeniería servirá para transportar gasolina, kerosene y -  
diesel, destilados en las Refinerías de la Península de Santa Elena, y abastecerá a las provincias del Guayas, Los Ríos y El Oro. Abastecerá a la Estación Terminal ubicada en Pascuales y mediante una tubería sub-fluvial de 27 kms. abastecerá a Durán. Tiene una longitud de 128 kms. y 10".

La capacidad de transporte será de 38.000 Bls/D. en la primera etapa, y 61.000 Bls/D. etapa final. El costo aproximado de esta obra asciende a US\$ 20'000.000.

- 2) Poliducto Alausí-Cuenca: Proyectado como  
prolongación -  
del poliducto en el tramo Durán-Alausí.

Está en la fase de diseño. Transportará gasolina, diesel y kerex a un promedio - de 7.000 Bls/D.

Tendrá 165 Kms. de longitud 6" de diámetro y 1 estación de bombeo.

- 3) Red de Ductos en el complejo industrial hidrocarburífero "Presidente JAIME ROLDOS AGUILERA".

Específicamente, para el proyecto de Refinería en Atahualpa, cuya ejecución está involucrada dentro del Complejo Industrial Hidrocarburífero "Presidente Jaime Roldos Aguilera" a ubicarse en la Península de Santa Elena, están contemplados la construcción de los siguientes ductos:

- a) Oleoducto Monteverde-Atahualpa-Libertad.
- b) Ducto de gasolinas Atahualpa-Monteverde.
- c) Ducto de kerosene-diesel Atahualpa-Monteverde.
- d) Ducto de fuel oil Atahualpa-Monteverde
- e) Poliducto Atahualpa-Pascuales.
- f) Gasoducto LPG Atahualpa-Salitra

- g) Poliducto Libertad-Atahualpa
- h) Ducto de crudo reducido Libertad-Atahualpa.
- i) Cabecera de poliductos.

d.- Transporte por Carretera.

Los autotanques aseguran el transporte - desde las Refinerías hacia los depósitos de almacenamiento no conectados por poliductos, la flota actual de autotanques es de 700 unidades en servicio y transportan 3'600.000 Gls.

Se está procediendo a la actualización de fletes de transporte de hidrocarburos por este medio, así como a la mejora en el control de seguridad.

e.- Transporte por Cabotaje.

CEPE mantiene contrato con 14 buque-tanques para cabotaje de productos blancos y negros, con una capacidad de transporte de --- 8'170.000 Gls. El cabotaje se realiza desde Esmeraldas hacia La Libertad, y desde La Libertad a Guayaquil, Durán, Puerto Bolívar y Manta.

2.- ALMACENAMIENTO DE PETROLEO, GAS Y DERIVADOS.

a.- Zonas de abastecimiento.

En lo referente a almacenamiento se dispone al presente, de una importante red de plantas de almacenamiento que abastecen al país y se distribuyen en función de los polos de desarrollo, por lo cual el país se ha dividido en las siguientes zonas de abastecimiento:

- 1) Esmeraldas: y zona de influencia, que atiende a todas las plantas de almacenamiento existentes del país y abastece la demanda de la provincia de Esmeraldas, parte de Pichincha y el norte de Manabí.
- 2) Manta: y zona de influencia que entrega productos que abastecen a la provincia de Manabí y se provee por buque-tanque desde La Libertad.
- 3) Santo Domingo de los Colorados: se abastece del Poliducto Esmeraldas-Quito y sirve a San

to Domingo, El Carmen, El Empalme, Quevedo y El Corazón.

- 4) Guayaquil: y zona de influencia, reparte a las provincias del Guayas, Azuay, Cañar, Chimborazo, Bolívar, Los Ríos parte de Cotopaxi y Morona Santiago, recibe los productos por cabotaje desde Esmeraldas y La Libertad de esta última también por autotanques.
- 5) Puerto Bolívar: y zonas de influencia que proveen en El Oro, Loja y Zamora Chinchipe, recibe productos por cabotaje desde La Libertad.

Se ha suspendido la operación de este terminal el 4-IV-80 por seguridad de la población donde esta ubicado. Al momento se abastece a la zona mediante autotanques.

- 6) Ambato: y las provincias de Cotopaxi, Tungurahua, Pastaza y parte de Chimborazo, reciben los productos en el Terminal de Ambato por el Poliducto Durán-Quito.

- 7) Quito: y las provincias de Carchi, Imbabura, Pichincha y parte del Napo, se alimenta por el Poliducto Esmeraldas-Quito la planta está ubicada en el Terminal El Beaterio.
  
- 8) La Libertad: y zona de influencia que abastece la demanda local de la Península de Santa Elena, además alimenta por cabotaje al Terminal de Durán que suministra combustibles al poliducto para el abastecimiento de las plantas de Quito y Ambato.

En lo referente a plantas de almacenamiento de petróleo crudo, existen Terminales de Almacenamiento en los centros de producción del nor-oriente, Península de Santa Elena, estaciones de bombeo y terminal marítimo del sistema del Oleoducto Transecuatoriano, Oleoducto Secundario Tarapoa-Lago Agrio y Refinerías del país.

b.- Atracaderos de Hidrocarburos.

Los terminales marítimos principales son los de Libertad (ANGLO y GULF), Manta, Puerto

Bolívar, Depósito Sur de Guayaquil, Durán, - Provisional de Esmeraldas y terminales de industrias tales como: La Cemento Nacional EMELEC y ECUAFUEL.

Las limitaciones que actualmente tienen los terminales de carga y descarga inciden en la elevación de los costos de transporte para los hidrocarburos, en los tráficos de cabotaje.

c.- Gas Licuado de petróleo.

Finalmente, en cuanto al área de gas licuado, se disponen de los terminales de almacenamiento de Quito y Guayaquil; plantas envasadoras y de distribución de gas en cilindros en las ciudades de Guayaquil, Libertad y Esmeraldas. La demanda nacional de gas licuado se ha dividido para su abastecimiento en cuatro zonas:

Zona N° 1: Incluye: Carchi, Imbabura, Pichincha, Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, parte de Bolívar y Napo; la planta se halla localizada en El Beaterio.

...

Zona N° 2: Incluye las siguientes provincias:  
Azuay, Cañar, Loja, Manabí, Los Ríos, Guayas, El Oro, Galápagos, parte de Pichincha, Bolívar, Zamora Chinchipe y Morona Santiago; se abastece de la Planta El Salitral.

Zona N° 3: Incluye la provincia de Esmeraldas, la planta está ubicada en el área de la Refinería.

Zona N° 4: Incluye parte de la provincia del Guayas, la planta se halla ubicada en el área de TIGRE, Península de Santa Elena.

d.- Proyectos de Almacenamiento.

- 1) Terminales Terrestres: Para el almacenamiento de productos blancos (gasolina, kerex y diesel) se han proyectado y están en marcha los terminales de: Pascuales, Esmeraldas (Cabeceza del Poliducto), Cuenca, Manta y Ampliación de El Beaterio y Ambato.

Las capacidades, costo y estado de estas obras se describen al final, (Anexo N° 1).

- 2) Terminales Marítimos: Como complemento a los terminales terrestres se han proyectado y están en marcha los siguientes terminales marítimos: Terminal Gasero de Esmeraldas para evacuar el gas de la Refinería, Terminal Gasero de El Salitral para recibir y almacenar gas para el área de Guayaquil; Terminal de Manta para recibir y almacenar gasolina, kerex y diesel; Terminal de Puerto Bolívar para reemplazar el viejo terminal que está suspendido su operación y, Terminal de Galápagos mediante almacenamiento flotante.

Las capacidades, costo y estado de estas obras se describen en el anexo N° 2.

- 3) Almacenaje de Petróleo Crudo y Asfaltos:

De acuerdo a las capacidades de producción de crudo, transporte y comercialización, se ha determinado la necesidad de emprender en los siguientes proyectos: Ampliación de almacenamiento de crudo en Lago Agrio, Balao y Refinería de Esmeraldas; y construcción de tanques para alma

cenamiento de petróleo crudo en la Península de Santa Elena.

Se ha proyectado también almacenamiento de asfaltos en El Salitral, para cubrir las necesidades de Guayaquil y área de influencia. El estado de estos proyectos se describen en el anexo N° 3.

- 4) Almacenaje y Envasadoras de LPG: Con el propósito de satisfacer la demanda de gas a las diferentes ciudades del país, se están construyendo las obras complementarias para las esferas de LPG de El Beaterio y Salitral. Además, se ha proyectado la construcción de envasadoras de LPG en: Cuenca, Shushufindi, Galápagos, Manta y Ambato. Asimismo, se ha puesto en marcha la ampliación de las envasadoras de: El Beaterio, Salitral, Esmeraldas y la reubicación de las envasadoras en la Península.

El detalle de estos proyectos se describe al final en el anexo N° 4.

PROYECTO DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS BLANCOS

ANEXO N° 1

| <u>P R O Y E C T O</u>                          | <u>CAPACIDAD<br/>(GLS.)</u> | <u>COSTO (SUCRES)</u> | <u>ESTADO/<br/>OBRAS</u> | <u>OBSERVACIONES</u>                 |
|---|-----------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| TERMINAL DE PASCUALES                           | 23'184.471                  | 414'000.000           | 99.5%                    | Entrará en servicio en diciembre/81. |
| TERMINAL DE ESMERALDAS<br>(CABECERA POLIDUCTO). | 9'282.000                   | 120'000.000           | 73.6%                    | Entrará en servicio en Septiembre/81 |
| TERMINAL DE CUENCA                              | 4'713.782                   | 140'000.000           | 15 %                     | Entrará en servicio en diciembre/81. |
| TERMINAL DE MANTA                               | 5'964.000                   | 131'000.000           | 70 %                     | Entrará en servicio en mayo/82.      |
| AMPLIACION DE EL BEATERIO                       | 7'602.000                   | 50.000.000            | 66.7%                    | En diciembre/81.                     |
| AMPLIACION DE AMBATO                            | 2'940.000                   | 30'000.000            | 35 %                     | Entrará en servicio en diciembre/81. |

FUENTE: Dirección General de Hidrocarburos.  
Departamento de Transporte y Almacenamiento.

PROYECTO DE TERMINALES PORTUARIOS DE ALMACENAMIENTO

ANEXO Nº 2

| <u>P R O Y E C T O S</u>           | <u>CAPACIDAD B/T<br/>CALADO</u>             | <u>COSTO (SUCRES)</u> | <u>ESTADO OBRAS</u>                            | <u>OBSERVACIONES</u>   |
|------------------------------------|---|-----------------------|--|--|
| TERMINAL GASERO DE<br>ESMERALDAS.  | 200-5.000 T.M.                              | 100'000.000           | 98% faltan ins-<br>talaciones por-<br>tuarias. | Tubería de 10' API SL x 52.<br>presión permisible de PSI,<br>rata de bombeo 136.500 Gls/H. |
| TERMINAL GASERO DE<br>EL SALITRAL. | 2.000-4.000 T.M.                            | 12'036.674            | Terminado                                      | Está en servicio Oct./80   |
| TERMINAL DE MANTA                  | 20.000 T.M.                                 | 32'727.000            | Concluída la e-<br>tapa de diseño.             | Entrará en servicio en diciem-<br>bre/82.  |
| TERMINAL DE PUERTO<br>BOLIVAR.     | 20.000 T.M.                                 | 300'000.000           | En estudio                                     | Estará listo a mediados de 1982<br>(I alternativa).  |
| TERMINAL DE GALAPA<br>GOS.         | Almacenamien-<br>to flotante<br>14.000 Bls. | 37'000.000            | Están en imple-<br>mentación.                  | Almacenamiento flotante estará<br>listo en marzo/81.                                       |

\*\*\*\*

T.M. = Toneladas peso muerto.

FUENTE: Dirección General de Hidrocarburos  
Departamento de Transporte y Almacenamiento.

PROYECTOS DE ALMACENAJE DE PETROLEO CRUDO Y ASFALTOS EN EL PAIS.

| <u>P R O Y E C T O S</u>   | <u>CAPACIDAD</u>            | <u>COSTO(SUCRES)</u> | <u>ESTADO DE LAS OBRAS</u> | <u>OBSERVACIONES</u>   |
|--|-----------------------------|----------------------|----------------------------|--|
| Ampliación almacenamiento de petróleo crudo en Balao.                      | 900.000 BIs.<br>3 tanques.  | 270'000.000          | Perfil                     | Fecha inicio: 2º Trimestre/81. Fecha terminación fines de 1982.      |
| Ampliación almacenamiento de petróleo crudo en Lago Agrio.                 | 750.000 BIs.<br>3 tanques   | 225'000.000          | Perfil                     | Fecha inicio: 2º Trimestre/81. Fecha terminación: fines 1982.        |
| Almacenamiento de petróleo crudo en la Península.                          | 2'400.000 BIs.<br>8 tanques | 720'000.000          | Perfil                     | Fecha inicio: principios 1983. Fecha terminación diciembre/84.       |
| Ampliación de almacenamiento de petróleo crudo en Refinería de Esmeraldas. | 300.000 BIs.<br>1 tanque    | 90'000.000           | Perfil                     | Fecha inicio: principios 1982. Fecha terminación diciembre/82.       |
| Almacenamiento de asfaltos en el Salitral Guayaquil.                       | 25.000 BIs.<br>4 tanques.   | 40'000.000           | Factibilidad.              | Fecha de inicio: principios de 1981. fecha terminación diciembre/82. |

\*\*\*\*

FUENTE: Dirección General de Hidrocarburos  
Departamento de Transporte y Almacenamiento.

| <u>P R O Y E C T O S</u>                                   | <u>C A P A C I D A D</u>   | <u>C O S T O (SUCRES)</u> | <u>E S T A D O D E O B R A S</u>                          | <u>O B S E R V A C I O N E S.</u>  |
|--|--|---------------------------|---|--|
| Construcción de esferas, almace<br>naje Beaterio-Salitra1. | 3 esferas en Beaterio -<br>(3.300 TM.) 2 esferas<br>en Salitra1 (2.200 MM) | 120'000.000               | 100%.   | En construcción obras complemen-<br>tarias, estará en servicio sep-<br>tiembre/81. |
| Ampliación Envasadora El Beate-<br>rio.                    | Carrusel automático de<br>18 balanzas.                                     | 10'000.000                | Firma del contrato<br>provisión de mate-<br>riales.       | Fecha de inicio: diciembre/81<br>Fecha terminación: diciembre/82                   |
| Ampliación Envasadora El Sali -<br>tral.                   | Carrusel automático de<br>18 balanzas                                      | 10'000.000                | Firma de contrato<br>y provisión de ma-<br>teriales.      | Fecha inicio: diciembre/81<br>Fecha terminación: diciembre/82                      |
| Envasadora de Cuenca.                                      | Carrusel semiautomático<br>de 9 balanzas con amplia-<br>ción a 18.         | 45'000.000                | Provisión de equi-<br>po y materiales.                    | Fecha inicio: II trimestre/81<br>Fecha terminación: junio/82.                      |
| Envasadora se Shushufindi.                                 | 4 balanzas manuales.   | 2'000.000                 | Proyecto (perfil)   | Fecha inicio: diciembre/81<br>Fecha terminación: junio/82.                         |
| Envasadora de Galápagos.                                   | 2 balanzas manuales.   | 2'000.000                 | Perfil.   | Fecha inicio: enero/82<br>Fecha terminación: octubre/82                            |
| Envasadora de Manta.                                       | Carrusel semiautomático<br>de 9 balanzas.                                  | 30'000.000                | Diseño básico y ad-<br>quisición del terre-<br>no.        | Fecha inicio: II trimestre/81<br>Fecha terminación: diciembre/82                   |
| Envasadora de Ambato.                                      | Carrusel semiautomático<br>de 9 balanzas.                                  | 30'000.000                | Diseño básico y ad-<br>quisición del te-<br>rreno.        | Fecha inicio: enero/82<br>Fecha terminación octubre/82                             |
| Reubicación Envasadora Penínsu-<br>la.                     | 6 balanzas manuales.   | 2'600.000                 | Construcción de o-<br>bras civiles y non-<br>taje equipo. | Fecha inicio: marzo/81<br>Fecha terminación: septiembre/81                         |
| Ampliación Envasadora de Esme-<br>raldas.                  | 6 balanzas más 2 tanques<br>de 20 TON. c/u.                                | 66'000.000                | Implementación y -<br>provisión de mate-<br>riales.       | Fecha inicio: junio/81<br>Fecha terminación: diciembre/81                          |

## C A P I T U L O V

### E.- ACTIVIDADES DE INDUSTRIALIZACION.

La presencia de la Corporación Estatal Petrolera - Ecuatoriana en la industrialización del petróleo solventó algunos de los vacíos y debilidades que evidenciaba el país en el abastecimiento de derivados y gas.

En primer lugar incrementó la capacidad interna de producción en momentos en que la demanda crecía inusitadamente. Con ello disminuyó el volumen de importaciones que se realizaba ya antes de 1972 y que con seguridad se habría multiplicado en los años siguientes. Ello contrajo consigo un ahorro considerable de divisas por compras que además se realizaba a precios de mercado internacional superiores a los del país. Genera además algunos productos exportables.

La capacidad nacional de producción de derivados - de petróleo hasta 1974, fue de apenas 34.500 barriles diarios, según el siguiente cuadro:

| <u>PLANTA</u> | <u>CAPACIDAD</u> |
|---------------|------------------|
| Universal     | 6.500            |
| Parsons       | 20.000           |

...

| <u>PLANTA</u> | <u>CAPACIDAD</u> |
|---------------|------------------|
| Gulf          | 7.000            |
| Texaco        | 1.000            |
| TOTAL         | 34.500           |

En 1974, el Gobierno nacional dispuso la ampliación de las plantas de Anglo y Gulf en un 24.35%, con el propósito de enfrentar la creciente demanda interna. Esa ampliación se realizó con recursos de la Corporación, acontecimiento que le dió el control de esos porcentajes en la producción.

La ampliación elevó la capacidad nacional a los siguientes volúmenes:

| <u>PLANTA</u> | <u>CAPACIDAD</u> |
|---------------|------------------|
| Universal     | 6.500            |
| Parsons       | 24.000           |
| Gulf          | 8.500            |
| Texaco        | 1.000            |
| TOTAL         | 40.000           |

La refinería Estatal de Esmeraldas que entró en servicio en mayo de 1977 incrementó en más de 100% la capacidad nacional:

| <u>PLANTA</u> | <u>CAPACIDAD</u> |
|---------------|------------------|
| Universal     | 6.500            |
| Parsons       | 24.000           |
| Esmeraldas    | 55.600           |
| Gulf          | 8.500            |
| Texaco        | 1.000            |
| TOTAL         | 95.600           |

En términos globales las inversiones realizadas por la Corporación crearon una infraestructura productiva - que evidentemente incrementó la capacidad nacional de refinación de combustibles. Pero el irracional consumo ha provocado vacíos que comienzan a sentirse en el déficit de la oferta de determinados productos y el exceso de otros frente a la demanda.

Es evidente por ejemplo el peso de la producción - de la refinería de Esmeraldas en el abastecimiento de gas licuado, cuyas importaciones disminuyeron violentamente desde 1977 así tenemos que durante 1977 se importaron 31.312 T.M. de LPG a un costo promedio de 217,7 US/T.M. mientras que en 1978 las importaciones de LPG bajan a 8.636 T.M. a un costo promedio de 270 US/T.M.

El país continúa con un déficit aunque menor, de gasolinas pero la refinería de Esmeraldas produce un volumen de Fuel Oil superior a las necesidades de nues

tro mercado, lo que obliga a exportar ese producto, igualmente el país se autoabastece de asfaltos.

Con el objeto de abastecer las necesidades internas del país en cuanto a derivados del petróleo, así como - el de utilizar el gas que producirá las estructuras des cubiertas en el golfo de Guayaquil y aprovechar el gas asociado que se produce en el campo Shushufindi, se han previsto los siguientes proyectos:

1.- AMPLIACION DE LA REFINERIA DE ESMERALDAS.

La Refinería Estatal de Esmeraldas, con su ac tual producción es insuficiente para satisfacer las necesidades nacionales de derivados, en cuya razón, se ha previsto la ampliación de la misma en dos eta pas, la primera de las cuales incluye revamp de las unidades de crudo y vacío que permitirá elevar la capacidad de procesamiento a 70.000 BPDO, aumentos de capacidad de la generación de vapor y almacena - miento, así como la construcción de una planta de polimerización que procesará gases de la refinería.

Esta ampliación incrementará el consumo de cru do en la REE en 12.740 BPDC y aumentará la produc - ción de derivados en los siguientes volúmenes:

....

| <u>PRODUCTO</u> | <u>PLANTA POLIM/<br/>(BPDC)</u> | <u>REVAMP<br/>(BPDC)</u> |
|-----------------|---------------------------------|--------------------------|
| Gasolina        | 1.440                           | 2.560                    |
| Kerex           |                                 | 945                      |
| Turbo Fuel      |                                 | 640                      |
| Diesel          |                                 | 2.250                    |
| Residuo         |                                 | 2.100                    |
| L.P.G. (+)      |                                 | (-600)                   |

+ La producción de Gas licuado (LPG) de la -  
refinería de Esmeraldas sufrirá un decremento por  
carga a la planta de polimerización.

Actualmente la Compañía U.O.P. está realizan  
do la Ingeniería Básica del proyecto. La primera  
etapa finalizará en el segundo semestre de 1983  
y tendrá un costo de US\$ 34'000.000.

La segunda etapa de la ampliación elevará la  
capacidad de procesamiento a 90.000 BPDO.

## 2.- PLANTA DE LUBRICANTES.

Esta planta producirá 1.810 BPDC de aceites -  
básicos y 320/500 BPDC de parafina refinada, toman  
do como materia prima 1,760 BPDC de gasóleos y --  
3,370 BPDC de residuo de vacío de la refinería de

Esmeraldas. Como subproductos se obtendrán combustibles y asfaltos.

La planta estará lista para entrar en operación a finales de 1984 y su costo se estima en US\$ 202'000.000, al momento se encuentra en la fase de factibilidad.

### 3.- NUEVA REFINERIA.

Con el objeto de cubrir la demanda interna de derivados en el futuro próximo, se impone la necesidad de instalación de una nueva refinería, habiendo en la actualidad estudios básicos de factibilidad para establecer una planta de refinación de 75.000 barriles por día, con un costo que sobrepasa los 441 millones de dólares. El sitio en el cual se construirá ésta refinería es en la localidad de Atahualpa en la península de Santa Elena, en razón que este proyecto colateralmente permitirá la instalación de plantas de recuperación de propileno y azufre y otros complejos industriales.

La nueva Refinería constará de las siguientes unidades:

a.- Destilación atmosférica.

- b.- Destilación al vacío (para crudo reducido)
- c.- Visbreaking
- d.- Destilación al vacío (para fondos de visbreaking).
- e.- FCC y concentración de gases
- f.- Merox L.P.G.
- g.- Merox Gasolina
- h.- Planta recuperación propileno
- i.- Planta de recuperación de azufre

Esta alternativa de procesamiento producirá:

|          |        |      |
|----------|--------|------|
| Gasolina | 38.750 | BPDC |
| Kerex    | 5.500  | "    |
| Diesel   | 15.750 | "    |
| Fuel Oil | 22.480 | "    |
| L.P.G.   | 4.700  | "    |

#### 4.- PLANTA DE POLIPROPILENO.

A partir del propileno en la Unidad FCC de la Nueva Refinería, en sus inmediaciones se instalará una planta de propileno con una capacidad de 50.000 TM/A. Esta producción cubrirá la demanda nacional y los excedentes serán exportados a la subregión andina, dando cumplimiento a la Decisión 91 del Acuerdo de Cartagena que asignó al Ecuador y Bolivia

la elaboración de polipropileno.

El proyecto se encuentra al momento en la fase de estudio y se espera que pueda entrar en operación una vez que haya arrancado el funcionamiento de la Nueva Refinería, su costo se estima en US\$ - 93'000.000.

#### 5.- COMPLEJO DE FERTILIZANTES.

El Complejo de fertilizantes estará integrado por plantas de amoníaco y úrea con capacidad de - 1.000 TM/d cada uno y será construido en la Ensenada Posorja, que fue elegida como el sitio más apropiado para la instalación del complejo. El costo del proyecto se estima será en el orden de los US\$ 305 millones de dólares.

Actualmente se encuentra en definición la conformación de una empresa de economía mixta, en la que el Estado, a través de CEPE, tendrá participación mayoritaria.

El complejo amoníaco-úrea consumirá aproximadamente unos 35 MMPCD de gas natural provenientes de los campos que se explotará en el Golfo de Guayaquil.

## 6.- COMPLEJO PETROQUIMICO.

Con la construcción del Complejo Petroquímico que será instalado en la localidad de Atahualpa, Península de Santa Elena, a un costo total de US\$ 614 millones se dará inicio al cumplimiento de los compromisos contraídos por nuestro país mediante la Decisión 91 del Acuerdo de Cartagena.

El complejo utilizará como materia prima --- 11.820 BPDC de Nafta proveniente de la Nueva Refinería y tendrá una capacidad de 140.000 TM/A de etileno que será producido en la unidad Steam -- Creaking.

Los productos a obtenerse en el complejo son:

|                              | <u>TM/A</u> |
|------------------------------|-------------|
| polietileno de baja densidad | 70.000      |
| polietileno de alta densidad | 63.300      |
| polipropileno                | 60.000      |
| cloruro de polivinilo (PVC)  | 40.000      |
| butadieno                    | 21.000      |

Se espera que hasta el mes de octubre del presente año culminen todos los estudios del proyecto y su construcción se aspira esté listo a fines de 1987.

## 7.- PLANTA DE GAS DE SHUSHUFINDI.

Con el propósito de aprovechar el gas asociado al petróleo se obtiene en el campo Shushufindi y abastecer la demanda nacional de gas licuado -- (LPG) y gasolina natural, se programó la construcción de esta planta, diseñada para procesar 25 MMPCD de gas y recuperar 340 TM/D de gas licuado y 120 .TM/D de gasolina natural.

El LPG será evacuado por el poliducto Shushufindi-Quito hasta el terminal de El Beaterio para su envasado y posterior distribución al mercado nacional; la gasolina natural temporalmente será inyectada a la línea del oleoducto transecuatoriano.

A la presente fecha (mayo de 1981) la planta está prácticamente terminada, y se están realizando pruebas operacionales por cuenta de la firma constructora previa su puesta en operación.

Por diversas circunstancias, la obra ha sufrido retrasos incluyendo el observado en la construcción del gasoducto Shushufindi-Quito, sin el cual la evacuación de los productos no podría realizarse.

## C A P I T U L O   V I

### F.- ACTIVIDADES DE COMERCIALIZACION.

Luego de efectivizarse la explotación hidrocarburifera descrita en las fases anteriores, es imperioso establecer un adecuado aprovechamiento de tales recursos, anteponiendo las necesidades nacionales como prioridad a cualquier otro uso o destino.

El mercado de los hidrocarburos en el país, se establece con sujeción a las normas y reglamentaciones existentes para el efecto. El crudo que se obtiene a boca de pozo es contabilizado como producción bruta, para luego ser fiscalizado antes de su transporte por oleoducto; en el ínterin hay lugar a la eliminación de aguas e impureza y pérdidas por evaporación en almacenamiento. Hasta su puesta en Balao debe disminuirse además de lo señalado, los consumos en estaciones de bombeo, los destinos a refinería de Lago Agrio y las pérdidas en oleoductos, dando en 1980 una proporción de alrededor del 1% de diferencia entre el crudo producido y comerciable.

#### 1.- REGALIAS.

La Legislación ecuatoriana establece la oblig



desarrollo de los planes energéticos nacionales a cargo del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, representando en años pasados más del 45% de su -- presupuesto. Esto obliga a pensar en el aprovechamiento directo de los recursos petroleros en pro del desarrollo nacional, es hecho en base a las regalías por el INECEL, considerando que incluso existe apremio por mayores asignaciones, dado que el Plan Nacional de Electrificación 1980-85, exige de recursos adicionales a los disponibles en el país.

## 2.- ASIGNACIONES PARA EL CONSUMO INTERNO.

Una vez retiradas las regalías calculadas sobre la producción bruta, corresponde a las compañías petroleras abastecer la demanda interna de hidrocarburos, atendiendo las necesidades de las refinerías nacionales y compensando en iguales condiciones las compras de derivados para lo cual deben destinar al crudo oriente puesto en Balao, en forma que será proporcional a la producción de todos los contratistas similares en caso de haber más de un contratista (Ley de Hidrocarburos). El aporte de las compañías petroleras al consumo interno, está en relación con las necesidades nacionales. En 1979 hubo una asignación

de 36.6 millones de barriles, contabilizándose para 1980 un monto de 40.3 millones, que representa un incremento de un 10.1%. La contribución por empresas da mayor preponderancia a CEPE quien participa con el 79.3% del total, en tanto que TEXACO y CITY cubren la diferencia en un 19.3% y 2% respectivamente; alrededor del 1.7% representa la producción - de la península que en su totalidad y con cargo a CEPE, es asignada a las refinerías de Anglo y Gulf.

El petróleo crudo procedente de los campos orientales para el consumo interno, tienen tres destinos básicos: compensación, cabotaje y entregas a la refinería de Esmeraldas, constituyendo alrededor del 83% del total usado en plantas de refinería y cerca del 99% del consumo internamente.

Las denominaciones cabotaje y entrega a refinería, corresponde a las entregas de crudo a las plantas de refinación de la península y Esmeraldas, en tanto que, la parte identificada como compensación, es una proporción que las empresas petroleras deben sufragar en crudo para que por intermedio de la cuenta "Ope-

raciones de Abastecimiento de Hidrocarburos - se haga posible la importación de los derivados necesarios para cubrir la demanda interna.

Según el Plan Nacional de Desarrollo, para 1980 se había esperado refinar 33 millones de barriles y compensar apenas 3.3 millones, viendo por lo tanto que hubo en este año una subestimación, sobre todo en los destinos para compensación que fueron el doble de lo programado.

Al respecto es de observar que lo efectivamente refinado sobrepasa los 34 millones de barriles, cifra mayor incluso a los montos ingresados en este año, con lo que cabría asegurar que se subestimó en un 3% la actividad de refinación.

### 3.- EXPORTACIONES DE CRUDO.

Satisfechas las obligaciones nacionales, las empresas petroleras quedan en libertad de hacer uso del petróleo que les corresponde, con sujeción a las disposiciones legales y reglamentarias existentes en el país.

En 1980, las exportaciones de crudo se caracterizan por su tendencia bajista lo que se explica fundamentalmente por el crecimiento del consumo interno; las acumulaciones mundiales de stocks que determinaron incluso la caída de los precios, dificultades de comercialización y sobre todo, la disminución de la rata de producción nacional. Estos factores determinaron que haya una caída de las exportaciones directas de un 29.4% en este año, afectando notablemente a las actividades internas, cuya conducta depende de los ingresos por exportaciones petroleras. Al incluir las exportaciones de regalías en un monto de 13.8 millones de barriles con una expansión en el año de 24.3%, se alcanza a cubrir apenas el 85% de las exportaciones totales efectuadas en 1979.

Haciendo referencia a las metas propuestas en el Plan de Desarrollo las realizaciones de este año, no alcanzan ni al 88% de lo propuesto, asumiendo que el monto del Plan equivale a las exportaciones directas aquí consideradas e incluidas las exportaciones de regalías, caso contrario, la discrepancia sería mayor (apenas el 52%).

En cuanto a la participación de las compañías en las ventas directas, CEPE lo hizo en un 71.1%; Texaco el 26.3% y el complemento, en proporción marginal City y CEPE-CEPCO (2.2% y 0.4% respectivamente).

Haciendo referencia a lo acontecido en 1980, se evidencian inconsistencias en los meses de marzo y julio en que Texaco no efectúa exportaciones; para junio, julio y noviembre, CEPE encuentra problemas de depresión en vista que por dificultades de comercialización no consiguió realizar ventas directas, exportando únicamente 804.000 barriles por concepto de regalías.

Las expectativas futuras, obviamente, que tienden a reducir las tensiones del mercado, sobre todo esperando que los stocks acumulados por los países desarrollados, se reduzcan en gran parte, dependiendo de la evolución del conflicto Irak-Iraní, que son países fuertes productores y exportadores de petróleo.

Adicionalmente, debe consignarse que, las exportaciones de crudo destinadas a la compensación llegaron a los 6.6 millones de barriles

que comparados con los 4.8 millones comercializados en 1979, significaron un incremento del 37.5%, en vista que la capacidad de refinación del país es limitada.

#### 4.- COMERCIALIZACION INTERNA.

El mercado de derivados en el país, se sustenta básicamente en la producción nacional y complementariamente su oferta es cubierta con importaciones, mediante el sistema conocido por "Compensación". En lo referente a las ventas, únicamente se exportan parte de los residuos que no son consumidos internamente, en tanto que el resto de los derivados son utilizados en su totalidad por los diferentes sectores productivos y básicamente el sector transporte que absorbe un monto substancial, estimado para gasolinas en 99.29%, diesel 40.45% y residuo 46.52%.

El consumo interno de derivados del petróleo suma en 1980 un monto de 28 millones de barriles, superior al registrado en 1979, en un 10%. El Plan de Desarrollo, en su esencia, trata de reducir el incremento anual del consumo interno a un promedio del 12%, espe-

rando sin embargo, un mayor dinamismo para el consumo de gas licuado (32%) y gasolinas (12.6%).

De una visión general del equilibrio de productos derivados, se tiene que en 1980, la situación del país se ha empeorado, en vista que la oferta interna (excluyendo residuo) no logra cubrir la demanda del país, siendo imprescindible incrementar las importaciones, a pesar de lo cual, las refinerías existentes han tenido que trabajar por sobre su capacidad de producción (Refinería de Esmeraldas 103.7% Petróleos Gulf del Ecuador 107.3%).

El incremento de importaciones de derivados, se debe sobre todo a las compras de gasolinas, las mismas que experimentaron un crecimiento con respecto a 1979 de aproximadamente un 82%, equivaliendo al 56% del monto de importaciones. Estas compras vienen a representar en 1980, alrededor del 12% de la oferta nacional de derivados, circunstancia que obliga a replantear los programas de refinación e industrialización hidrocarburífera, en dirección a procurar cubrir la totalidad de la demanda, siguiendo incluso la alternativa, ya probada, de enviar crudo a ser refinado en -

plantas extranjeras y recibir a cambio los productos que el país requiera.

En cuanto se refiere a la demanda nacional, varios factores han incidido en la intensidad de su crecimiento, uno de los cuales y quizás el de mayor importancia son los bajos precios existentes y que han dado pábulo al excesivo abuso en el consumo y el contrabando que se ha venido dando hacia los países vecinos. Sin embargo de ello, la tasa de crecimiento observada en los años 75, 79 superior al 15%, para 1980 experimenta una disminución - llegando al 10%, inferior incluso al ritmo de expansión esperado en el Plan Nacional de Desarrollo.

El comportamiento del Consumo Nacional, estuvo caracterizado en los últimos años por ciertos cambios estructurales, observándose que se dejó de utilizar el kerosene que hasta 1970 había sido producto de amplio consumo popular; por otra parte, el uso de la gasolina de 63 octanos ha sido sustituida por el gas en el uso doméstico y por la gasolina especial en el sector transporte (en 1970 las ventas de gasolina regular sumaban el 16.1% del to -

tal; para 1975 constituyen el 8.3% de la demanda y finalmente, para 1980, apenas representan el 1.8% en tanto que la gasolina de 80 octanos, evidencia mayor importancia, habiendo pasado de 20.3% al 35.6% de la demanda total desde 1970 a 1980). Paralelamente se ha visto incrementar el consumo interno del turbo fuel, LPG y residuos.

De los combustibles mayor utilizados, gasolina y diesel, se encuentra que en conjunto sobrepasan el 60% de la demanda interna, requiriendo para su atención de compras en el exterior equivalentes al 22% de su oferta y que representan más del 84% de las importaciones de derivados.

En este mercado, brevemente analizado, encontramos que la demanda de productos limpios supera ampliamente la oferta, habiendo en cambio generación excesiva de residuos (alrededor de 15 millones de barriles en 1980). La demanda interna de éstos, cercana a los 6 millones de barriles, deja amplio margen para su comercialización externa que debe ser de carácter inmediato en vista de no existir infraestructura básica para su almacenamiento.

En este año se exportaron 7.2 millones de barriles, quedando un saldo de cerca de 2 millones, en espera de su mercadeo.

La demanda de derivados está relacionada directamente con los sectores: transporte, industria electrificación, consumo doméstico y adicionalmente, el sector agropecuario.

El sector transporte, específicamente, utiliza más del 50% del total de derivados, - siguiendo en importancia los sectores electrificación e industrial con 18% y 15% respectivamente. El consumo doméstico de derivados, representa el 8% del consumo total y está compuesto por el 83% de kerex y la diferencia por gasolina regular, sumando dos millones de barriles.

La comercialización interna de los productos derivados del petróleo, desde las plantas de producción hasta los centros de distribución principales está a cargo de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), - que en el año de 1980 ascendió a 25'603.276 barriles, exceptuando el LPG. Cabe destacar que para solucionar el déficit existente en -

La oferta de productos derivados para su consumo interno tanto doméstico como para el -- transporte e industrias, ha exigido la importación de los siguientes volúmenes, en el mismo período:

| <u>PRODUCTOS</u> | <u>BARRILES</u> |
|------------------|-----------------|
| Mogas            | 2'516.053       |
| Kerocepe         | 396.412         |
| Diesel           | 1'323.560       |
| Avgas            | 39.726          |
| LPG              | 315.879         |
| TOTAL            | 4'591.630       |

El análisis de este tópico permite establecer que se han experimentado notables incrementos entre 1979 y 1980, talvés como respuesta al desarrollo de la economía del país. El impacto de bonanza petrolera produjo cambios sustanciales en nuestra economía con un desarrollo acelerado del proceso de urbanización, crecimiento del sector financiero, mayor dinamismo de los sectores de la producción industrial, generado por la disponibilidad de recursos para la importación de maquinaria y equipo, y la mayor demanda interna; se ha ex-

perimentado según criterio de algunos entendidos, un dinamismo de la economía ecuatoriana, el cual ha repercutido directamente en el consumo de derivados del petróleo.

Los derivados que se consumen en nuestro país tenían un precio oficial de venta al público que fue fijado por Acuerdo Ministerial N° 1231 del 31 de julio de 1959, los mismos que en su promedio ponderado a nivel nacional son los siguientes:

| <u>PRODUCTO</u>  | <u>PRECIO</u><br><u>Sucres/galón</u> |
|------------------|--------------------------------------|
| Gasolina Extra   | 4.73                                 |
| Gasolina Regular | 4.16                                 |
| Kerocepe         | 2.81                                 |
| Diesel           | 3.43                                 |

En estas condiciones, el Estado se veía abocado a subsidiar la comercialización de -- los derivados, lo que provenía de la diferencia existente entre el precio de un galón importado y el precio en que CEPE comercializaba el galón en el mercado interno. Por tal motivo a partir del 18 de febrero previo a - los estudios realizados por la Dirección Genere

ral de Hidrocarburos y CEPE en los cuales se había detectado el incremento del subsidio a los combustibles, se dispuso el alza de precios. Se tomó en cuenta que el país es deficitario en producción de refinados y de que el consumo interno, presentaba un crecimiento notable, por una parte, y, por otra el encarecimiento permanente de esos productos importados, hicieron preveer una situación económica peligrosa para el país.

Los precios que actualmente se encuentran en vigencia para los principales productos derivados son:

| <u>GASOLINA</u>  | <u>PRECIO</u><br><u>Sucres/Galón</u> |
|------------------|--------------------------------------|
| Gasolina Super   | 20                                   |
| Gasolina Extra   | 15                                   |
| Gasolina Regular | 10                                   |
| Kerocepe         | 7                                    |
| Diesel           | 11                                   |

## C A P I T U L O    V I I

### G.- INGRESOS PETROLEROS.

Los beneficios de la actividad petrolera del país, se pueden observar en el aprovechamiento que de sus ingresos han hecho los diversos partícipes, quienes, inyectando en el resto de sectores tales recursos, han logrado dinamizar la economía nacional, mejorando la infraestructura básica, los niveles de producción y diversos aspectos socio-culturales. Gran parte de esta responsabilidad recae directamente sobre el Gobierno Central quien establece como líneas de acción, diversos programas a los que se ajustan los agentes económicos del sector privado y del resto del sector público.

#### 1.- ESTRUCTURA DE LOS INGRESOS PETROLEROS.

Los ingresos petroleros constituyen el resultado final de la actividad hidrocarburífera, siendo originarios de las operaciones de explotación, industrialización y comercialización del petróleo crudo, gas y demás sustancias bituminosas disponibles en el país.

Para el efecto, los ingresos petroleros están conformados por los provenientes de las exportacioo

nes de crudo y derivados, los ingresos por ventas de crudo y gas para el consumo interno, ventas de los derivados de petróleo en el mercado interno, obligaciones contractuales y otros ingresos originados en multas, permisos de operación, uso de instalaciones y otros.

El mayor porcentaje de estos recursos está representado por los procedentes de las exportaciones que cubren cerca del 80% del total, en este monto las exportaciones de crudo incluyendo las directas de las compañías y las regalías del Estado, sobrepasan del 99%, lo que implica que las ventas de derivados al exterior son apenas significantes, a pesar de su paulatino crecimiento relativo. En orden de magnitud siguen los ingresos derivados, los que proveen más del 20% del total de los ingresos, jugando importante papel, las ventas de los derivados los cuales generaron en el año en mención alrededor de 6.767 millones de sucres. Y finalmente, en una proporción marginal, los ingresos derivados de las obligaciones contractuales y otros ingresos cubren apenas un 0.1%.

De los 41.000 millones de sucres ingresados en 1980 provenientes de la actividad hidrocarburífera, el Estado, a través de su Presupuesto Gene -

ral y del presupuesto de organismos seccionales y entidades autónomas, controla en mayor proporción tales ingresos, pudiendo observar que las compañías que operan en el país reciben apenas un 14% de los ingresos por exportaciones, suma equivalente al 7% del total de los ingresos de la actividad hidrocarb<sup>u</sup>burífera.

## 2.- EL PETROLEO EN EL DESARROLLO NACIONAL.

Desde 1972, todas las actividades económicas nacionales, directa o indirectamente, se han beneficiado de los recursos petroleros, observándose (como se expresó anteriormente) un mayor dinamismo e integración de los sectores productivos y socio-culturales, aunque sin llegar a los niveles esperados de desarrollo. Esta incidencia del petróleo en la economía nacional, está básicamente sustentada en el accionar de los diferentes partícipes de los ingresos petroleros, uno de los cuales, el Estado, tiene quizás la más alta responsabilidad, en vista que la infraestructura básica y otros gastos de control, administración y ejecución política, son de su exclusividad.

## 3.- BENEFICIOS DE LA ACTIVIDAD HIDROCARBURIFERA.

Los ingresos petroleros son distribuidos entre sus diversos partícipes, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, pudiendo hacer una clasificación según la que, por un lado se agrupa a todos los beneficiarios nacionales y por otro, las compañías operadoras. Entre los primeros, se encuentran el Gobierno Central, los Gobiernos Seccionales, Fuerzas Armadas y Honorable Junta de Defensa Nacional, Universidades, Banco Ecuatoriano de Desarrollo y otros organismos de carácter nacional.

El presupuesto del Estado, recibe como ingresos tributarios, no tributarios y de transferencias un cuantioso volumen proveniente del petróleo, estimado para 1980 en un 37%, siendo, el rubro principal, el proveniente del impuesto unificado a la renta petrolera, establecido en el 87.31% por barril de petróleo crudo exportado y vigente desde 1975.

Concomitantemente a lo observado con los ingresos, las asignaciones presupuestarias, tienen a partir de 1972- año en que se inicia la etapa de explotación petrolera en el país una mayor expansión apareciendo diversos organismos, amparados en los recursos hidrocarburi<sup>feros</sup>, creados fundamental-

mente con fines desarrollistas y en especial como parte de la política llamada de "Siembra del Petróleo", entre los que se encuentran: INIAP, IERAC, INERHI, CEDEGE, CRM, CREA, PREDESUR, CENDES, IEOS, etc. que por su carácter funcional, dependen del Presupuesto Nacional y otros organismos ligados -- con el sector hidrocarburífero. Paralelamente se pretendió fortalecer la estructura social, incrementando a partir de este año las asignaciones para educación y cultura, salud desarrollo comunal, bienestar social y trabajo, etc., cubriendo cerca del 36% del presupuesto de 1978.

El aprovechamiento directo de los recursos petroleros en programas de desarrollo nacional ha estado canalizado por intermedio de las instituciones crediticias, los Consejos Provinciales y Municipios y la utilización que cada uno de los diversos participantes ha hecho de estos recursos. Las entidades financieras han tenido en esta etapa una importancia primordial, en vista que por su intermedio han impulsado el fortalecimiento de los sectores productivos, como las actividades agropecuarias e industriales, fundamentalmente, hacia las cuales se ha dirigido el crédito del FONADE inicialmente y el BEDE a raíz de 1979; el Banco Central por intermedio de su Sistema de Fondos Financieros; el BEV

como Entidad Financiera de varios programas de vivienda y FONAPAR como fondo de asignación presupuestaria para los Municipios y Consejos Provinciales.

Tradicionalmente los gobiernos seccionales - han venido desarrollando importantes funciones, - cumpliendo vastos programas de obras de infraestructura económico-social y de ordenamiento administrativo. En vista de ello y considerando que la distribución de los recursos fiscales no ha sido ejecutada dentro de los principios de igualdad y justicia, la Cámara Nacional de Representantes, promulgó en el mes de enero de 1980 un decreto por el que beneficia a los Municipios y Consejos Provinciales con rentas adicionales derivadas a la producción y explotación del petróleo, estableciéndose una asignación de 167 millones de sucres mensuales para 1980 y 250 millones mensuales a partir de 1981, debiendo ingresar a las respectivas cuentas, antes de que se efectúe la distribución de los ingresos que percibe el Estado por la actividad petrolera, estando obligados los beneficiarios a invertir estos recursos en obras de saneamiento ambiental, vialidad y en construcción y equipamiento de locales escolares.

Uno de los beneficiarios de los ingresos pe -

troleros que merece destacarse por sus finalidades nacionales, es el Instituto Nacional de Electrificación (INECEL) que está empeñado en llevar a cabo un programa amplio dentro del llamado Plan Maestro de Electrificación, según el que se pretende en lo fundamental sustituir la energía termoeléctrica por la hidroelectricidad y satisfacer además las necesidades totales del país. Bajo la cuenta de Fondo Nacional de Electrificación, INECEL recibe de las exportaciones de crudo efectuadas por CEPE un 0.1195% y de las efectuadas por TEXACO el --- 2.8254%, además de participar del 74% de los ingre sos por ventas de regalías al precio de exportación de US \$ 23,50 por barril de crudo.

## H.- CONCLUSIONES.

En materia hidrocarburífera, el cumplimiento de los planes depende de algunos elementos diferentes de la voluntad gubernamental entre los que pueden enunciarse: las condiciones de mercado externo, la disponibilidad de reservas y mantenimiento de la rata de explotación, rendimiento de las inversiones petrolíferas y disponibilidad de capital, etc.

La política seguida por el Gobierno de incremento de reservas y racionalización del consumo de derivados es loable y se puede anotar que Cepe invirtió durante 1980 2.590 millones de sucres en proyectos hidrocarburíferos, de los cuales 49% se destinaron a la producción orientados especialmente a la perforación de pozos lo que demuestra el gran interés y la importancia que se ha dado a la actividad exploratoria, considerándose así mismo el alto costo de estas operaciones.

Los trabajos de prospección sísmica realizados hasta la presente fecha, están orientados a la búsqueda de trampas estructurales; es necesario iniciar ya la búsqueda de trampas estrotigráficas mediante la ejecución de sísmica de alta resolución, dadas las características y condiciones sedimentológicas tanto de la región Amazónica como de la Costa y Costa Afuera.

Los trabajos exploratorios que se han realizado y los en ejecución están de acuerdo y aún han superado lo estimado en el Plan Nacional de Desarrollo.

El país debe asignar cuantiosas sumas de dinero para llevar a cabo los programas exploratorios, los mismos que están dando resultados satisfactorios.

Debido a las limitaciones económicas del Estado la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana deberá orientar necesariamente sus programas hacia objetivos concretos y que a corto plazo sean rentables, a fin de que la Corporación disponga de ingresos propios que la autofinancien.

El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, considera que para esclarecer de una vez por todas las posibilidades hidrocarburíferas del Precretácico es indispensable la perforación de los pozos exploratorios Sacha y Vista profundos, como única alternativa de verificación directa.

Respecto a las operaciones que CEPE efectúa en el área de Pungarayacu debe tomarse en cuenta que la demanda interna de asfaltos y crudos pesados es cubierta en su totalidad por las refinerías existentes; y, en lo referente a la comercialización en el mercado internacio -

nal de crudos pesados, éste presenta dificultades, ya que no existe demanda.

La explotación de los yacimientos de asfalto y crudo pesado del área Pungarayacu tendrán costos sumamente elevados, por lo que se considera que no es el momento adecuado para su desarrollo, y CEPE debe concentrar todos sus esfuerzos técnicos, económicos y humanos en proyectos de mayor prioridad como son el desarrollo de estructuras probadas con resultados positivos.

La construcción de la infraestructura de carreteras que CEPE tiene programado realizar, con la finalidad de unir los diversos campos descubiertos, con el centro de recolección de crudo ubicado en Lago Agrio, permitirán dar cumplimiento con lo estipulado en los programas de incorporación de nuevos campos a la fase de producción.

Es totalmente positivo el empeño del Gobierno en llevar adelante los proyectos de recuperación secundaria en los yacimientos Napo de los Campos Shushufindi y Sacha, ya que permitirá al país contar con volúmenes adicionales de reservas recuperables.

La determinación de tasas de producción por parte de la Dirección General de Hidrocarburos, permite una

explotación técnica y racional de los yacimientos garan  
lizando de esta manera la disponibilidad de petróleo pa  
ra las futuras generaciones.

Las reformas planteadas a la Ley de Hidrocarburos  
sustentan un nuevo tipo de contrato denominado "contra  
to de prestación de servicios para la exploración y ex  
plotación de hidrocarburos en el Ecuador" y cuyo objeto  
fundamental se encamina a la participación del capital  
de riesgo extranjero en estas actividades, en un marco  
de equilibrio entre la defensa de los recursos naturales  
del país, la defensa de sus intereses vitales y su sobe  
ranía, con la atracción al capital de riesgo.

Los nuevos contratos permitirán un incremento en  
las reservas probadas y recuperables del Ecuador, para  
abastecer las necesidades internas de petróleo y mante  
ner un adecuado nivel de crudo exportable en los próxi  
mos años.

Se puede apreciar una marcada dependencia económi  
ca al petróleo, las ventas de crudo y elaborados del -  
energético significaron alrededor del 70% del total de  
ventas al mercado foráneo. Los demás productos tradi  
cionales de exportación (el café, cacao y el banano) han  
disminuído drásticamente la participación y las perspec  
tivas para 1981 son negativas por las condiciones desfa

vorables del mercado internacional.

El constante cambio de precios del petróleo a nivel internacional la falta de contratos fijos a largo plazo para ventas de hidrocarburos, la oferta excesiva de petróleo en el mercado internacional pueden significar que algunos de los proyectos estipulados en el Plan Nacional de Desarrollo puedan sufrir ciertas alteraciones motivados porque los ingresos provenientes del petróleo exportado, no pueden estar de acuerdo a lo programado.

La política del Gobierno de eliminar el subsidio a los combustibles es a través de la elevación del precio de los combustibles ha sido una decisión acertada e impostergable, pues el Ecuador no podía seguir en una carrera suicida de derrochar un recurso estratégico, esta medida permitirá reducir el tráfico ilícito, así como el consumo de combustibles, representará un substancial aumento a los ingresos del Estado lo que puede superar los 10 mil millones de sucres al año.

La política positiva de incrementar la capacidad de almacenamiento de petróleo y derivados a nivel nacional permitirá abastecer de una mejor manera la demanda nacional así como tener reservas para las actividades de comercialización.

Un aspecto desfavorable es la descoordinación y - desfasamiento en la realización de algunos proyectos lo cual ha ocasionado pérdidas económicas al Estado, tanto por el retraso de la obra como por encarecimiento de los costos de construcción, tal es el caso presentado entre la construcción del Gasoducto Shushufindi-Quito y la Planta de Gas de Shushufindi.

Es muy beneficioso para el país la política de optimizar el área de transporte y almacenamiento de hidrocarburos a través de la realización de los proyectos indicados, lo cual garantizará un adecuado abastecimiento al mercado interno de productos derivados, así como el de mantener stock de almacenamiento con la capacidad de hasta 30 días, de igual manera es muy importante el impulso que se esta dando a los proyectos de industrialización a través de plantas de Refinación y Petroquímicas que facilitará el atender la demanda interna de derivados y reducir los volúmenes de importación de estos productos con el consiguiente ahorro de divisas.

Como punto final quisiera señalar que si bien muchos aspectos no han sido tratados, el objeto que he - perseguido ha sido el de poder dar un enfoque de la política que en materia hidrocarburífera se está llevando a cabo así como de lo planificado para los próximos años.

## B I B L I O G R A F I A

- 1.- Dirección General de Hidrocarburos. Análisis de la situación hidrocarburífera en el Ecuador.- Mayo 1981.
- 2.- Guerra Navarrete César Ing.- Influencia del Petróleo en la Economía Ecuatoriana.
- 3.- CONADE.- Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984.- Sector Hidrocarburos.
- 4.- Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos:
  - a.- Ley de Hidrocarburos - 1978
  - b.- Proyecto de decreto presentado a la Cámara Nacional de Representantes para las Reformas a la Ley de Hidrocarburos.
  - c.- Evaluación a 1980 del Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984.
- 5.- Robalino Gonzaga César Econ.- Conferencia sustentada en Punta Carnero 1981.
- 6.- CEPE.- En la lucha por la independencia económica.- Julio 1979.

## 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, Septiembre de 1981.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jorge Aldaz Beltran', enclosed within a large, hand-drawn oval scribble.

ING. JORGE ALDAZ BELTRAN.