

PETROLEO: DESARROLLO Y SEGURIDAD*

Dr. Nelson P. Chávez
(Coautor)

- * *Este trabajo, uno de cuyos autores es el Dr. Nelson P. Chávez, profesor de la Facultad de Ciencias Administrativas y de la Escuela de Ciencias Internacionales de la Universidad Central, circuló en el mes de marzo de 1976, en forma limitada. Contiene la estrategia ecuatoriana con el propósito de alcanzar autonomía en el control de los recursos hidrocarburíferos.*

I. INTRODUCCION

En 1972 las compañías TEXACO y GULF comenzaron la explotación de los grandes yacimientos petroleros de la Región Oriental y en esta forma se inició la era de la exportación del crudo ecuatoriano.

La condición de país exportador de petróleo, a la vez que proporcionó una fuente importante de recursos monetarios, trajo consigo al Ecuador los problemas propios de la actividad hidrocarburífera, tanto en asuntos de definición de políticas de explotación y de inversiones como en materia de comercialización externa y fijación de precios.

La coincidencia de este acontecimiento nacional con la vertiginosa evolución que ha experimentado la política internacional de los hidrocarburos, sumada a la ostensible variación de las condiciones del mercado mundial, obliga al Ecuador a tomar acciones en guarda de sus recursos naturales y de los intereses del pueblo ecuatoriano.

Las actuales condiciones mundiales y la adopción de políticas conjuntas de los paí-

ses exportadores de petróleo, acordadas en el seno de la OPEP, han motivado frecuentes reacciones de las compañías Texaco y Gulf que se han sentido lesionadas en sus intereses empresariales, al verse limitadas en la percepción de sus excesivas utilidades.

La reacción del Consorcio ha sido de diversa índole, pero generalmente se ha traducido en manipuleos ejercidos sobre la producción de los campos, aduciendo unas veces razones de orden técnico y otras de índole económica, bien sea interrumpiendo o suspendiendo las inversiones necesarias para mantener el nivel de producción de los yacimientos, o bien, alegando problemas en la comercialización del producto.

Con estos procedimientos, en 1975, se ocasionó un déficit del orden de los 4.000 millones de sucres con respecto a los ingresos esperados para ese año, debido a la baja de la producción originada en supuestas dificultades de colocación del crudo en el exterior.

Esto, como es obvio, causó graves trastornos sobre el presupuesto del Estado, sobre la reserva monetaria y la consiguiente distorsión de la cotización del dólar frente al sucre.

En junio de 1975, el Gobierno rebajó los impuestos en 40 ctvs. por barril, condicionando la medida a que las compañías hicieran las inversiones mínimas para mantener la producción de los campos al nivel de 200.000 BPD*. En octubre de ese mismo año el Gobierno subió el precio del petróleo en 40/o no obstante que lo acordado por la OPEP fue el 100/o; se tomaron todas estas medidas para lograr que las compañías realicen inversiones tanto para mantener los

campos como para desarrollar otros ya detectados como posibles productores. Pero, ¿Qué ha pasado? ¿Se han hecho las inversiones tantas veces ofrecidas? Podemos decir categóricamente que no. Los campos actualmente en producción están corriendo el grave riesgo de una explotación irracional, lo que podría dar lugar a una recuperación pobre por falta de mantenimiento adecuado (ver informe de la Dirección General de Hidrocarburos anexo No. 1).

En los actuales momentos el Consorcio Texaco-Gulf, con sólo conocer que el Gobierno, luego de un estudio exhaustivo de competitividad de nuestro crudo, estaría dispuesto a modificar la estructura de participación estatal, ha manifestado su franca oposición a tal proyecto y, lo que es más, ha expresado su deseo de rescindir el contrato de explotación para dejarlo todo en manos del Estado.

Como fórmula conciliatoria y como condición para que las compañías no se vayan y continúen operando en el país, éstas han solicitado al Gobierno una disminución de la participación fiscal de US \$ 0.50 por barril exportado para hacer las inversiones de mantenimiento y una disminución adicional de US \$ 0.55 para garantizar la realización de nuevas inversiones y desarrollar las áreas ya detectadas.

Tal planteamiento es absurdo y ofensivo desde todo punto de vista:

El pedido de los US \$ 0.50 no está destinado a otra cosa que al incremento de las utilidades de las compañías y, por ende, al mantenimiento y robustecimiento de su situación de privilegio.

En lo que se refiere a los US \$ 0.55, acceder a este pedido significaría que el Gobierno graciosamente se desprende de recursos que le son vitales para financiar con estos las inversiones de las compañías que hasta el momento se han negado a realizar.

De contar el Estado con estos recursos, de seguro la única política a seguir en el asunto de las inversiones sería la de realizar directamente las mismas, a través de CEPE,

por sí misma o a través de contratos de servicios con compañías extranjeras altamente calificadas.

Respecto a este punto conviene anotar que la rentabilidad de la operación en el área que actualmente se encuentra en explotación por el Consorcio CEPE-TEXACO-GULF permite cubrir el costo del capital financiero, aún en el caso de que se contraten préstamos duros, sin períodos de gracia y a elevadas tasas de interés.

La tasa interna de retorno que obtendría el Gobierno en el caso de realizar el 100o/o de las inversiones que se requieren para mantener una producción estable durante cinco años, de 240.000 barriles diarios en promedio, es sustancialmente elevada.

Esto significa que, en el caso de financiar las inversiones gubernamentales con préstamos cuyo costo ascienda al 8.50o/o anual o más, la operación permitiría cancelar las cuotas de amortización del principal, los respectivos intereses y, adicionalmente, obtener beneficios líquidos muy satisfactorios para el Estado.

Si se aceptara la disminución de US \$ 1.05, significaría una pérdida anual de US \$ 1'700.000, que por sí sola puede financiar tanto las inversiones de mantenimiento como las de desarrollo.

La decisión del Consorcio no debe atemorizar al país, pues, por el contrario, puede ser la oportunidad de encauzar por nuevos rumbos la política petrolera, de manera que permita optimizar, en base a genuinos intereses nacionales, la explotación de nuestro recurso. Efectivamente, de los estudios realizados se ha llegado a concluir que el Consorcio, velando tan sólo por sus propios intereses empresariales, no siempre se ha ceñido a lo que aconseja la técnica de explotación petrolera en cuanto se refiere a los requerimientos de reinversión para mantener el nivel de producción del yacimiento mediante el aprovechamiento de nuevas estructuras.

Por Decreto No. 287 de 14 de abril de 1975, se dispuso que las estructuras geológicas determinadas por los contratistas, en el área retenida para el período de explotación, que no hayan sido probadas en sus posibilidades petroleras mediante perforaciones exploratorias dentro de los tres años de iniciado dicho período, revertirán al Estado sin costo de ninguna clase.

Según las estipulaciones del contrato y de acuerdo con lo que se dispone en el Decreto al que se ha hecho referencia, el Consorcio debía realizar permanentemente inversiones para lograr los propósitos anteriores; mas, la realidad muestra que tales inversiones no se han hecho y, por consiguiente, las estructuras probadas se circunscriben exclusivamente a cinco, existiendo quince estructuras que se precisa probar.

Aparte de esto es penoso constatar que, debido en buena parte a la mala operación de los campos, un alto porcentaje de los pozos de producción, que podría estimarse en el 30o/o, se encuentran en deficientes condiciones y algunos de ellos han quedado irremediablemente fuera de servicio.

Podrá advertirse, entonces, que el planteamiento de las compañías Texaco y Gulf resulta oportuno y hasta podría decirse que son propicias las condiciones que rodearían a este acontecimiento histórico del país.

Atento a estas circunstancias el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, consciente de su responsabilidad y de las implicaciones de orden político, económico y social que acarrearía la decisión del Consorcio, sugiere aceptar el reto, basándose en el esquema que se describirá y en la necesidad de autodeterminación petrolera del país.

II DEPENDENCIA DE LA ECONOMIA NACIONAL CON RESPECTO A LA ACTIVIDAD PETROLERA

El alto grado de apertura de la economía nacional, ha determinado que las exportaciones sean tradicionalmente el fac-

tor más dinámico del crecimiento, medido en términos de producto interno bruto. Este esquema se ha acentuado con motivo del descubrimiento y explotación de los yacimientos hidrocarburíferos orientales que permitió al país disponer de una importante oferta exportable de crudo, cuyo impacto en la economía nacional tuvo un efecto multiplicador a consecuencia del rápido escalamiento que registraron los precios del petróleo y sus derivados en los centros consumidores del mundo.

De este modo, el petróleo se convirtió en el principal renglón de exportación del país, desplazando en importancia a los productos agrícolas tradicionales que, en el curso de las últimas décadas, habían generado la mayor parte del flujo de divisas que ingresaron a la reserva monetaria nacional.

Para que se aprecie de modo objetivo la creciente importancia relativa adquirida por el petróleo frente al total de bienes exportados por el país, basta señalar que en 1972 las ventas de crudo representaron un 18.60/o de las exportaciones globales; en 1973 tal proporción se elevó al 43.50/o y en 1974 alcanzó al 550/o.

Asimismo, los ingresos tributarios generados por el petróleo frente al total de ingresos corrientes del Gobierno Central, tuvieron una importancia relativa del 6.60/o (no se dispone todavía de la información relativa a 1975).

De acuerdo con estos indicadores es obvio deducir el esquema de dependencia que registra la economía nacional, en su conjunto, frente a la actividad petrolera. Por tanto, razones de seguridad nacional en el orden económico, imponen y hacen necesario el control estatal absoluto de la producción, transporte, comercialización e industrialización de los hidrocarburos.

Las empresas extranjeras que manejan en forma integrada todas las fases de la industria petrolera, sujetas simplemente a la supervisión estatal, disponen por este hecho de un poderoso instrumento de presión que han tratado de utilizar para obtener alguna

reorientación de la política gubernamental, especialmente en materia tributaria, apreciación que confirma la ineludible necesidad de alcanzar la autodeterminación en el campo petrolero.

III MARCO CONCEPTUAL

En concordancia con los principios jurídicos nacionales e internacionales vigentes y con los hechos históricos de dominio público respecto al derecho, a la necesidad y a la conveniencia de optar por las medidas que hagan posible el control y aprovechamiento absolutos de la riqueza hidrocarburífera en el área del contrato "CEPE-TEXACO-GULF", los planteamientos que el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos propone en este documento, tienen un profundo contenido nacionalista y una extraordinaria consecuencia económica.

En efecto, esta decisión significará hacer realidad el derecho soberano de disponer con entera libertad de un recurso natural que es fundamental para el desarrollo económico-social de la nación y la elevación del nivel de vida de la colectividad.

La decisión también posibilita un mejor aprovechamiento de los recursos cuando pasen a ser manejados y administrados por el Estado a través de CEPE. Esta es la única forma en que la explotación de los yacimientos se convierta en riqueza nacional real, ya que los valores que se generen se revertirán en la economía del país, tonificándola.

De modo concreto, esta medida del Gobierno consistirá en lo siguiente:

Partiendo de la proposición de las compañías Texaco y Gulf, el Gobierno Nacional declarará cancelado el contrato para la explotación y explotación de hidrocarburos firmado el 4 de agosto de 1973, bajo las siguientes consideraciones y condiciones:

1.- El Estado ecuatoriano, a través de CEPE, tomará posesión total de los pozos, instalaciones, oleoductos, servicios auxiliares, bodegas, talleres, vehículos y, en general, de todos los bienes muebles

e inmuebles que pertenezcan a las compañías Texaco y Gulf, de conformidad con el referido contrato, así como por efecto de lo convenido en el acta suscrita el 14 de junio de 1974 para la adquisición del 25o/o de los derechos y activos del Consorcio Texaco-Gulf por parte de CEPE. También estará incluido en esta medida el oleoducto transecuatoriano.

- 2.- El Estado ecuatoriano, por sí mismo o contratando los servicios de una compañía especializada de solvencia internacional, establecerá el monto de la inversión no amortizada a pagarse a las compañías Texaco y Gulf.
- 3.- La inversión reconocida a favor de las compañías Texaco y Gulf, será pagada en un plazo de diez (10) años, en cuotas anuales e iguales. De la misma manera se reconocerá una tasa de interés flotante por los saldos deudores. Los fondos destinados a estos pagos, tanto de la inversión como de los intereses, se obtendrán de las exportaciones del petróleo procedente del área en referencia.
- 4.- CEPE, en su condición de propietaria, tendrá total responsabilidad empresarial en el manejo técnico-administrativo y podrá contratar los servicios de la misma compañía Texaco (la cual operadora) o de cualquiera otra compañía especializada, para que durante el período de un año, prorrogable por igual tiempo, efectúe trabajos específicos en determinados sectores de la actividad. Estos servicios serán pagados de acuerdo a su costo más un porcentaje por prestación de los mismos.
- 5.- Las compañías Texaco y Gulf deberán entregar toda la información técnica elaborada en los años del contrato, es decir: los informes y estudios sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción y comportamiento de reservorios, de evaluación y estimación de re-

servas y demás actividades, acompañando los planos y documentos correspondientes, así como los datos económicos relativos a cualquier aspecto de la explotación y de otras actividades industriales o comerciales, y sobre los costos de tales operaciones; todo esto en cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos.

A.- ESTRATEGIA POLITICA

a) Política Internacional.-

Tomando en cuenta que esta negociación se ha originado en la PROPUESTA DE LAS COMPAÑIAS de cancelar el contrato de explotación y que en la misma se respetan los principios jurídicos nacionales e internacionales vigentes, se considera que no habrá implicaciones de política externa. En consecuencia, las decisiones que el Gobierno adopte no afectarían las relaciones diplomáticas, comerciales y los acuerdos bilaterales de índole cultural, militar, etc., existentes.

En otro orden de cosas se considera de la mayor conveniencia el solicitar una reunión extraordinaria de la OPEP para informar de la importancia y profundidad de la medida a tomar por el Gobierno del Ecuador.

Igualmente, será necesario actuar en el seno de OLADE y ARPEL y buscar la cooperación técnica y de formación profesional de parte de las empresas petroleras estatales de los países miembros de estas organizaciones latinoamericanas.

b) Política Interna.-

La adopción de estas medidas de Gobierno dirigidas a la autodeterminación en materia petrolera, deberán ser explicadas ampliamente en el seno de aquellos organismos que tienen peso en el acontecer nacional. En otras palabras, se hace necesaria una labor de concien-

tización sobre lo que significa la recuperación de un recurso natural tan valioso y la plena autonomía para encarar su explotación y debido aprovechamiento. Así mismo, convendrá resaltar los resultados económicos favorables que se obtendrán, equiparándolos con los hasta aquí obtenidos por las empresas petroleras en el mundo que, como se conoce, han logrado generar en poco tiempo cuantiosos recursos económicos.

B.- ESTRATEGIA TECNICO-ECONOMICA

a) Comercialización Externa del Petróleo.-

Uno de los objetivos básicos de la medida propuesta es mantener la comercialización externa del petróleo en los niveles óptimos, y así garantizar el ingreso de divisas en los montos previstos por el Estado para el cumplimiento de sus planes de transformación y desarrollo.

Este objetivo podrá ser satisfactoriamente cumplido en razón de las siguientes circunstancias favorables:

Existencia de países latinoamericanos que sufren un fuerte déficit de hidrocarburos. En cifras diarias el déficit por países, es el siguiente:

Chile	70.000	barriles/día
Perú	40.000	" "
Colombia	30.000	" "
Argentina	40.000	" "
Brasil	600.000	" "
Uruguay	30.000	" "
Cuba	110.000	" "

Total 920.000 barriles/día

Fuente: Internacional Petroleum Encyclopedia 1975.

Considerando que todos estos países son miembros de la Organización Latinoamericana de Energía "OLADE",

la cual, entre uno de sus postulados, señala la integración energética, es factible llegar a acuerdos bilaterales de compra-venta en términos de mutua conveniencia, de manera que se pueda colocar el 100o/o del petróleo ecuatoriano.

Es obvio que en los casos de suministro a países de la costa atlántica (Brasil, Argentina y Uruguay), el petróleo ecuatoriano estará sujeto a la fuerte competencia del procedente de los países árabes y de los de Africa Occidental.

- 2.- Mercado norteamericano potencial para el petróleo ecuatoriano en la costa del Pacifico (área de Los Angeles, San Francisco, California, San Diego).

Tomando en cuenta que habría un acuerdo negociado con las compañías Texaco y Gulf, y consiguientemente no se dañarían o deteriorarían las relaciones comerciales con los Estados Unidos, se estima que, acordando un tratamiento preferencial en las ventas a ese país, se podría mantener y aún ampliar este mercado. Un cálculo preliminar conservador situaría en los 70.000 barriles diarios la capacidad adquisitiva de esta área.

- 3.- Propuesta de compra del petróleo ecuatoriano por parte de la Empresa Estatal Venezolana "PETROVEN", la cual incorporaría nuestro crudo en los contratos que "PETROVEN" ha firmado con las compañías norteamericanas que operaban en Venezuela. No se tiene información de los volúmenes de petróleo sujetos a esta operación.
- 4.- Propuesta de compra de las propias compañías Texaco y Gulf. Estas compañías han manifestado su deseo de adquirir petróleo ecuatoriano, lo cual podría ser posible en el caso de ofrecer precios satisfactorios.

- b) Base económico-financiera de la operación

Para cumplir en forma amplia con los requerimientos fiscales, pagar las inversiones realizadas por las compañías Texaco y Gulf y, además contar con los recursos necesarios para el financiamiento de las nuevas inversiones, tanto en las áreas actualmente a cargo de Consorcio CEPE-TEXACO-GULF como en otras, se ha considerado conveniente incrementar los niveles de producción promedio diaria hasta los 240.000 barriles, estabilizando esta producción por un período de cinco años.

El incremento de la producción se lo puede realizar elevando las tasas productivas de los yacimientos de la formación Napo que, como se sabe, son capaces de soportar un ritmo mayor de extracción sin afectar, en lo absoluto, ni causar daño a la recuperación racional de los hidrocarburos.

En efecto, podría establecerse la siguiente programación de la producción:

PROGRAMACION DE LA PRODUCCION (cifras en miles de barriles)

Yacimiento

Shushufindi

Sacha

Aguarico

Lago Agrio

Auca

Producción Actual

Día	Año
100	36.500
55	20.075
10	3.650
30	10.950
15	5.475

210	76.650
-----	--------

3.- Recursos para el Fisco

4.- Para Mercado Interno

5.- Para que CEPE cubra costos y realice nuevas inversiones

Total

Barriles día

Composición

8.888

3.70 o/o

9.100

3.79 o/o

125.928

52.47 o/o

48.230

20.10 o/o

47.834

19.94 o/o

240.000

100.00 o/o

de diez alcúotas anuales de US \$ 37'175.287 que cubren tanto el principal como los intereses.

La tabla de amortización gradual que se presenta a continuación ha sido elaborada tomando en cuenta un período de diez años para la redención del principal a la tasa de 8.5 o/o anual que es la que al momento prevalece en los mercados financieros mundiales.

CUADRO DE PAGO DE LAS INVERSIONES DE TEXACO Y GULF AL 8,5 o/o EN 10 AÑOS (Datos en dólares)

Producción Propuesta

Día

Año

115

41.975

75

27.375

10

3.650

30

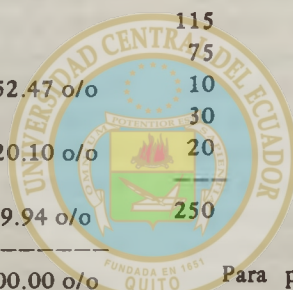
10.950

20

7.300

250

91.250



Para prever la posibilidad de una disminución de la exportación debido a roturas del oleoducto u otras causas de fuerza mayor podría, en la práctica, considerarse de 240.000 barriles día en promedio.

La elevación de la producción actual de 210.000 a 240.000 barriles por día, podrá realizarse gradualmente en el presente año 1976, de manera que a partir de 1977 se logre estabilizar la producción a ese nivel.

Cabe indicar que para lograr estabilizar el nivel de producción de 240.000 barriles día a principios de 1977, se requieren ciertos trabajos de reacondicionamiento de pozos e instalaciones para levantamiento artificial y la perforación de pozos de avanzada y otros de relleno.

Así pues, desde el punto de vista técnico no se presenta ninguna dificultad para conseguir un aumento sustancial inmediato de la producción en los campos correspondien-

Los volúmenes asignados, como se demuestra más adelante, son más que suficientes, toda vez que éstos han sido valorados al precio base de US \$ 11,46, a excepción del crudo destinado al mercado interno, para el que se considera el precio de US \$ 1,48 por barril.

1.- Pago de las inversiones de las compañías Texaco Gulf.

De acuerdo con la información proporcionada por las compañías Texaco y Gulf, que necesariamente deberá ser verificada mediante auditoría, el monto de las inversiones no amortizadas al 31 de diciembre de 1975, incluyendo las del oleoducto transecuatoriano, asciende a US \$ 243'920.000.

El pago de estas inversiones no amortizadas se realizaría mediante la entrega

19'356,054

21'001.319

22'786.431

24'723.278

26'824.756

29'104.861

31'578.774

34'262.559

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

243'920.000

ÁREA HISTÓRICA
DEL CENTRO DE INFORMACIÓN IN

DEL CENTRO DE INFORMACIÓN INT

La alícuota de US \$ 37'175.287 que se entregaría anualmente a las compañías, es equivalente a 8.888 barriles, valorados al precio base de US \$ 11,46.

243'920.000

227'477.713

209'638.032

190'281.978

169'280.659

146'494.228

121'770.950

94'946.194

65'841.333

34'262.559

Se considera oportuno resaltar la diferencia que existe entre la alternativa de reconocer a las compañías Texaco y Gulf una tasa interna de retorno del 20o/o como son sus pretensiones, frente a la sumatoria de los intereses que recibirían en concordancia con los planteamientos hechos:

Amortización

Utilidades netas generadas en los restantes
19 años del contrato, a la tasa de retorno
del 20o/o

16'442.287

17'839.681

**Intereses devengados por las inversiones
no amortizadas en 10 años, al 8,5 o/o anual**

DIFERENCIA	2'982.049	35'082.931
Cifras en dólares	40'324.336	150'000.000

712'926.110	Dividendo
	38'064.839
	38'064.839
127'832.460	38'064.839
	38'064.839
585'093.650	38'064.839

2.- Pago del Crédito de US \$ 150 millones. 190'324.336

El préstamo de US \$ 150'000.000 y sus intereses (al 8.5o/o anual), puede ser pagado, destinando para el efecto 9.100 barriles diarios, por un período de 5 años.

A continuación se presenta la respectiva tabla de amortización gradual del préstamo

TABLA DE AMORTIZACION DEL CREDITO DE CONTINGENCIA POR US \$.
150'000.000,00

Plaza: 5 años

Interés: 8,5 o/o

Período de gracia: cero años

3.- Recursos para el Fisco

Desde el punto de vista del Presupuesto General del Estado, con el fin de que no se distorsione la financiación de los programas gubernamentales, no es conveniente que sufran merma los recursos de la Caja Fiscal.

A fin de atender favorablemente las necesidades formuladas al Gobierno Central, se considera conveniente garantizar un aumento de estas rentas, con respecto a lo ocurrido en 1975.

Durante 1975, se generó para el Fisco un monto de US \$ 416'330.463, como resultado de la exportación de 113.680 barriles al día.

CIFRAS EN US \$ DOLARES

Años	Capital amortizado
1976	150'000.000
1977	124'685.161
1978	97'218.561
1979	67'417.300
1980	35'082.931

Interes	Amortización
12'750.000	25'314.839
10'598.239	27'466.600
8'263.578	29'801.261
5'730.470	32'334.368

SITUACION 1975

Producción total anual

75o/o Texaco – Gulf

25o/o CEPE

Producción Exportada Anual

Texaco – Gulf

CEPE

Exportaciones de Texaco–Gulf

1.- Enero a septiembre

2.- Octubre a diciembre

Exportaciones de CEPE

1.- Enero a septiembre

2.- Octubre a diciembre

Participación total anual

Datos en Barriles

Día	Año	
		97'044.267
		90'674.905
158.787	57'957.195	
119.090	43'467.896	6'369.362
39.697	14'489.299	-----
		416'330.463
113.680	41'493.063	
48.608	30'881.750	
29.072	10'611.313	
84.608	30'881.750	
50.140	18'301.126	
34.468	12'580.624	
29.072	10'611.313	
27.167	9'915.931	
1.905	695.382	

En la estrategia se contempla un incremento de la participación fiscal de US \$ 110'412.753

Situación
Actual

Participación Fiscal 416'330.463
Indíces: 100.00o/o

Situación Incremento
Propuesta

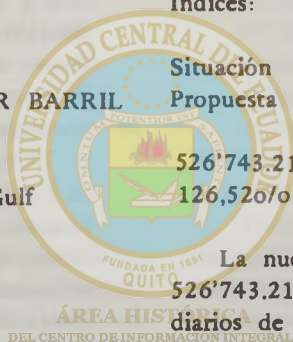
PARTICIPACION FISCAL POR BARRIL EXPORTADO

Exportaciones de Texaco—Gulf

- 1.- Enero a septiembre:
\$ 10,175 767 x 18'301.126
- 2.- Octubre a diciembre
\$ 10,576439 x 12'580.624

526'743.216 110'412.753
126,52o/o 26,52 o/o

La nueva participación fiscal de US\$ 526'743.216 equivale a 125.928 barriles diarios de producción, valorados al precio base de US\$ 11.46



Cifras en dólares

319'286.196
186'227.994
133'058.202

4.- Para mercado interno

Tomando en consideración que la Refinería de Esmeraldas entrará en operaciones a partir de octubre de 1976 y que para petroquímica se requerirá aproximadamente de 65.000 barriles diarios desde 1981 en adelante, se ha calculado los siguientes volúmenes de requerimientos domésticos de crudo:

	Años	Barriles día	Barriles año
Exportaciones de CEPE			
1.- Enero a septiembre:	1976	51.789	18'902.985
\$ 9,144366 x 9.915.931	1977	48.230	17'609.950
2.- Octubre a diciembre	1978	53.882	19'666.930
\$ 9,159515 x 695.382	1979	59.718	21'797.070

1980	66.178	24'154.970	En barriles	en millones	Valores
1981	138.178	50'434.970	día	de dólares	US\$/Bl

96.064 226.13

5.- Para que CEPE cubra costos y realice nuevas inversiones

47.834 200.08 11.46
48.230 26.05 1.48

Se ha determinado el valor de US\$ 200.08 millones equivalentes a 47.834 barriles por día, como requerimiento mínimo para que CEPE pueda cubrir los costos de producción de los 240.000 barriles y financiar una parte del programa de inversiones que abarca los principales proyectos que se ejecutarán en el período comprendido entre 1976 y 1981

226.13

240.000 43.80 0.50

240.000 7.00 0.80
175.33

Millones de dólares

Plan de explotación	215
Refinerías	60
Planta de Amoníaco	78
Otros proyectos	98
	451



En lo que se refiere al cuadro de fuentes y usos de fondos para la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, éste quedaría estructurado de la siguiente manera:

CUADRO DE FUENTES Y USOS DE FONDOS PARA CEPE EN 1977

INGRESOS

Por exportación
Ventas en Mercado
Interno

EGRESOS

Costos de producción y
transporte
Amortización nuevas
inversiones
Nuevas Inversiones

En resumen, la estrategia técnico-económica se concreta en los siguientes puntos:

1.- Elevación inmediata del nivel de producción a 240.000 barriles día, en promedio, para lo cual no se requiere inversiones, en 1976, que sean de gran significación.

2.- Mantenimiento del nivel de producción de 240.000 barriles/día por un período de 5 años, para lo cual se requiere de un programa de inversiones de mantenimiento de las estructuras e instalaciones, así como de nuevas perforaciones.

3.- Nueva distribución de la producción sin afectar los requerimientos fiscales previstos para 1976, sino más bien incrementándolos en US \$ 110.4 millones.

El resultado de la estrategia para 1977, medido en términos monetarios, se refleja en el siguiente cuadro:

DISTRIBUCION DE LOS INGRESOS DE LA PRODUCCION AÑO 1977

A) Pago de las inversiones de las Compañías Texaco y Gulf incluyendo intereses al 8.50/o anual.

B) Pago del crédito de contingencia de US \$ 150'000.000

C) Participación Fiscal

D) Mercado interno

E) CEPE: Para que CEPE cubra costos y realice nuevas inversiones

Bls. día	Precios US \$ Bl.	Millones dólares/año
8.888	11.46	37.18
9.100	11.46	38.06
125.928	11.46	526.74
48.230	1.48	26.05
47.834	11.46	200.08
240.000		828.11

c) Plan de Desarrollo Petrolero

El éxito de las medidas propuestas en este documento dependerá principalmente de la planificación de las actividades en los sectores de exploración, producción e industrialización de los hidrocarburos.

Por lo tanto, se propone una planificación a 6 años (1976-1981) para ser ejecutada por CEPE, ya sea en forma directa o mediante la contratación de servicios con firmas especializadas, lo cual implica el aprovechamiento óptimo de los recursos humanos y económico-financieros con que cuenta el país.

Esta planificación puede resumirse en la siguiente forma:

- 1.- Plan de explotación;
- 2.- Refinerías;
- 3.- Planta de amoníaco; y
- 4.- Otros proyectos.

En lo que se refiere a las inversiones en petroquímica, no se realiza ninguna estimación del monto de las mismas, ni se enuncia un plan de implementación por cuanto las metas y realizaciones de esta actividad serán objeto de un estudio específico que se presentará en otro documento.

1.- Plan de explotación:

Se ha previsto que el plan de explotación requerirá una inversión de US \$ 215 millones de dólares. Este plan puede resumirse en los siguientes puntos:

1.1. Intensificación de la actividad exploratoria mediante la perforación de prueba de diez estructuras ya determinadas por trabajos geofísicos previos. Estas estructuras son: ENO, VISTA, SACHA OESTE, RON, PUMA, YUCA SUR, COCHA, ARAÑA, ARAÑA SUR y ESPEJO.

Igualmente deberá realizarse prospección geofísica de detalle, y también regional, en el área.

1.2. Incorporación de nuevas reservas mediante el desarrollo de las estructuras ya probadas, como son: YUCA, ATACAPI, PARAHUACO, CONACO, DURENO. Estas estructuras podrán incrementar las reservas probadas por país en alrededor de 300 millones de barriles.

1.3. Incorporación de reservas adicionales por la aplicación de métodos de recuperación secundaria en los yacimientos SHUSHUFINDI, SACHA, y YUCA. Estas reservas adicionales podrán ser del orden de 600 millones de barriles.

El plan de explotación anteriormente expuesto supone realizar las siguientes inversiones en el período de 5 años.

En millones
de dólares

- 120 pozos de desarrollo exploratorios y para inyección de agua. 60.00
- Instalaciones, equipos y

materiales para los proyectos de inyección de agua. 40.00

- Instalaciones de producción, sistema de recolección y almacenaje. 30.00
- Oleoductos secundarios 34.00
- Planta de recuperación gas licuado en Shushufindi y poliducto a Quito. 41.00
- Construcción de caminos 10.00

215.00

2.- Plan de refinerías:

La capacidad de refinación instalada al presente, en la Península Santa Elena, es de 42.000 barriles por día. Para satisfacer las necesidades de productos del mercado nacional, estas refinerías deben procesar 50o/o en volumen de petróleo del Oriente y el otro 50o/o en mezcla de productos importados bajo la modalidad de trueque con petróleo Oriente.

Tomando en cuenta que la tasa de crecimiento de la demanda de productos es del 12o/o anual, la capacidad instalada antes citada estará colmada a fines de 1976 por lo que es imperativo que la Refinería de Esmeraldas esté en operación a principios de 1977. Para satisfacer la demanda nacional esta Refinería procesará 100o/o petróleo del Oriente y, por lo tanto, se eliminará totalmente la importación de productos.

El crecimiento de la demanda en los siguientes años hará que para la mitad del año 1978, se haya cubierto la capacidad de la Refinería de Esmeraldas (55.000 barriles); por lo que, con la anticipación del caso debe preverse la instalación de capacidad adicional de refinación.

CEPE está estudiando este problema, habiéndose vislumbrado dos alternativas:

- a) Ampliación de la Refinería Esmeraldas a 67.000 barriles por día, además de la optimización de procesos para me-

jorar el patrón de refinación. La inversión requerida estará entre 35 a 40 millones de dólares, y los trabajos deberán ser realizados en 1977, de manera que el incremento se haga efectivo a principios de 1978.

La refinería de Esmeraldas y su ampliación permitirá la satisfacción del mercado nacional hasta mediados de 1980, por lo que en ese año debería entrar en operación la segunda gran refinería de CEPE (de 50 a 60 mil barriles por día).
b) Modernización de la actual Refinería de la Península, de manera que procese 100o/o petróleo del Oriente en un volumen de 34 mil barriles por día. La inversión requerida podría estar entre 60 a 70 millones de dólares. La suma de las capacidades de las refinerías de Esmeraldas y Península de Santa Elena sería de 89.000 barriles por día, que permitiría cubrir las necesidades del mercado interno hasta mediados de 1983.

El gráfico que se presenta en la siguiente página muestra por un lado la curva que refleja el crecimiento de la demanda de productos en el período de 1976 a 1988; y, por otro, la forma cómo se cubriría esa demanda, ya sea que se opte por la alternativa a) o b).

En resumen, las inversiones para refinación requeridas hasta 1981 serán:

Millones de dólares		
	Mínimo	Máximo
a) Primera alternativa	35.0	40.0
b) segunda alternativa	60.0	70.0

Puesto que la segunda alternativa parece ser la más viable, por cuanto satisface la demanda interna hasta 1983, en el presente documento se consideran inversiones de US\$ 60 millones con mínimo.

3.- Planta de amoníaco:

Dentro del plan general que se ha previsto en este estudio, se contempla la instalación de una planta de amoníaco para obtener en el año 330 mil toneladas de este producto.

Estudios preliminares realizados al respecto, han llevado a estimar que las inversiones requeridas para la construcción de la planta serían del orden de los 152 millones de dólares, de los cuales le correspondería financiar a CEPE el 51o/o, es decir, 78 millones de dólares, en razón de que para el efecto y de conformidad con el contrato de asociación suscrito con la Northwest Ecuador Company, habrá de organizarse una compañía mixta.

4.- Otros proyectos:

Existen varios proyectos que están en ejecución y otros que están en estudio, que requieren financiamiento del orden de 98 millones de dólares. Estos proyectos y obras son las siguientes:

Costo total
en millones de dólares

- Terminal marítimo de Esmeraldas	50.00
- Poliducto Esmeraldas-Quito, incluyendo terminal en Sto.Domingo	35.00
- Plantas de envasado y almacenamiento de productos	7.00
- Otras obras	6.00

	98.00

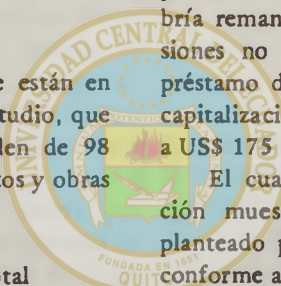
De lo anteriormente expuesto se desprende que es imperativo que CEPE, en su carácter de ejecutora de la política petrolera nacional, cuente con los suficientes recursos propios que le permitan tener una capacidad de endeudamiento adecuada para obtener financiamientos externos destinados

a la ejecución de sus planes y programas de corto y mediano plazo.

El plan esbozado anteriormente demanda la inversión de alrededor de 450 millones de dólares y es obvio que el Estado no estaría en posibilidades de financiar este monto, de no implementarse el esquema que se propone. Por otra parte, la ejecución de estos proyectos no puede postergarse pues, de otra manera, se ocasionarían perjuicios irreparables al proceso de desarrollo del país.

Tal como se mostró en el cuadro de la programación de la producción y la posible distribución de los ingresos que se generarían CEPE podrá disponer de montos anuales apreciables que requieren sus planes de trabajo. Esto es, después de cumplir con la tributación al Fisco en la cuantía que correspondería cuando operan las compañías, habría remanentes para el repago de las inversiones no amortizadas de las mismas, del préstamo de emergencia y, además, para la capitalización de CEPE en un monto cercano a US\$ 175 millones de dólares por año.

El cuadro que se presenta a continuación muestra el programa de inversiones planteado para el período de 1976 a 1981, conforme a lo que ya se ha indicado.

 HISTÓRICA
DEL CENTRO DE INFORMACIÓN INTEGRAL

PLAN DE DESARROLLO PETROLERO: PROGRAMA DE INVERSIONES DE CEPE
(Datos en millones de dólares)

AÑOS	1.- PLAN DE EXPLOTACION	2.- REFINERIAS	3.- PLANTA DE AMONIACO	4.- OTROS PROYECTOS	INVERSIONES TOTALES
	Inversiones de produccion	Planta de gas Shushufindi (1)	Oleoductos Secundarios (2)	(3)	
1976	28.93	20.00	1.00	2.00	91.93
1977	32.67	21.00	5.00	38.00	154.67
1978	32.67		34.00	20.00 (a)	88.67
1979	19.33			2.00	57.33
1980	13.33			38.00	51.33
1981	7.07				7.07
	-----	-----	-----	-----	-----
	134.00	41.00	40.00	60.00	451.00



- NOTAS: (1) Incluye el Poliducto Shushufindi-Charapoa-Quito
 (2) Incluye el Oleoducto Troncal a Cononaco
 (3) Incluye ampliación de la capacidad de refinación

C.- Estrategia de Organización

Un aspecto de importancia es el referente a la estructura de organización que habrá de establecerse para el cabal cumplimiento de las funciones de administración y manejo técnico del área del Oriente, bajo el contexto gerencial de CEPE.

Este aspecto implica también la utilización adecuada de los recursos humanos con que cuenta el país y el soporte especializado que se contratará por un tiempo entre uno a dos años, con la compañía Texaco.

Con el objeto de que por el traspaso de las actividades hidrocarburíferas del sector privado (Compañías Texaco y Gulf) al sector estatal (CEPE), no se sufra trastornos en la producción de petróleo y en todas las tareas conexas, se recomienda adecuar la actual organización de la unidad operativa del Oriente a la nueva situación, realizando el mínimo de cambios posibles.

Lo anterior significa que habría que mantener la superintendencia general de campos de Oriente con sede en Lago Agrio, conservando su estructura organizativa y funcional. En virtud de que la administración y el manejo técnico son de responsabilidad exclusiva de CEPE, ésta tendrá que nombrar su superintendente general y a otros funcionarios nacionales en posiciones claves tanto técnicas como administrativas.

El soporte especializado que se requiere de la compañía Texaco, deberá obtenerse bajo la modalidad de contrato de servicio, y solo en determinados sectores y niveles de actividad fijados por CEPE. Respecto a los recursos humanos, tendrían que tomarse las siguientes medidas:

- 1.- Todo el personal ecuatoriano que actualmente trabaja en la Texaco y en la Gulf, pasaría a depender de CEPE, dentro del marco administrativo y plan

de sueldos y salarios actualmente en vigencia.

- 2.- Con el objeto de cubrir posiciones claves de la organización con personal idóneo y con experiencia, podría ser necesario el aporte de cierto personal de la Dirección de Hidrocarburos, el cual, en este caso, deberá ser transferido a CEPE.
- 3.- Paralelamente a la función operativa, CEPE tendrá que programar la capacitación y el adiestramiento de su personal a todo nivel, tanto en el propio lugar de trabajo, como a través de cursos, seminarios, conferencias. También deberá enviar personal al exterior, especialmente a las empresas estatales latinoamericanas, para su actualización profesional y/o técnica.

IV.- MARCO JURIDICO

En el plano estrictamente jurídico, esta decisión entraña un acto de soberanía que significa la expresión del poder supremo del Estado para determinarse por sí mismo.

El Estado ecuatoriano es soberano. Así establecen de modo categórico la Constitución Política de 1945, en vigencia nuevamente desde el 16 de febrero de 1972, y todas las Constituciones que han regido desde la fundación de la República.

La soberanía se ejerce en el territorio nacional, el mar territorial y la atmósfera que gravita sobre ellos, por medio de los órganos del Poder Público que, en la situación histórica presente, tienen como titular único al Consejo Supremo de Gobierno.

Los principios jurídicos expuestos corresponden al Derecho Público Interno y están consagrados en los artículos 1, 2 y 3 de la Ley Suprema de la República, esto es la Constitución Política del año 1945.

El inciso 4 del artículo 146, correspondiente a la Sección Cuarta del Título Décimo Tercero del referido cuerpo jurídico, trata de la economía, incluida dentro de las garantías fundamentales, y establece que "el

régimen de la vida económica debe responder a los principios de justicia social y tender a liberar de la miseria a todos los ecuatorianos, proporcionándoles una existencia digna", lo cual constituye la premisa fundamental de las normas constantes de los incisos 7, 13 y 15 del mismo artículo, mediante las cuales el Estado ecuatoriano "cuando lo exigiere los intereses económicos del país podrá nacionalizar, previa expropiación legal, empresas privadas que presten servicios públicos y reglamentar su administración", o que "corresponde al Estado el dominio directo de todos los minerales que, en vetas, mantos o yacimientos, constituyen depósitos o concentraciones cuya naturaleza sea diversa de la del suelo. Este dominio es inalienable e imprescindible; y, finalmente, que "el Estado explotará preferentemente en forma directa las riquezas del subsuelo."

De este modo, la exigencia de los intereses económicos del país aparece como única condición para proceder a llevar adelante un proceso de autodeterminación, encausándolo, desde luego, por los principios legales. Con cuanta mayor razón y justificación jurídica en tratándose de la industria hidrocarburífera, tanto por su naturaleza estratégica, cuanto por razones de seguridad nacional, para reafirmar con el control de la empresa "el dominio directo de todos los minerales o sustancias que, en vetas, mantos o yacimientos, constituyen depósitos o concentraciones cuya naturaleza sea diversa de las del suelo", y la explotación directa de las riquezas del subsuelo.

La Ley de Hidrocarburos ha incorporado en el Capítulo I de las disposiciones fundamentales, principios constitucionales de soberanía del Estado en lo que atañe a los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, señalando que pertenecen al patrimonio "inalienable e imprescindible" del mismo Estado.

De igual manera, la declaratoria de utilidad pública de la industria de hidrocarburos en todas sus fases, viene a ser el reconocimiento expreso de la necesidad de convertir al Estado ecuatoriano en empresario, decisión esta que, conforme el análisis precedente, guardaría plena concordancia con la Constitución Política o Ley Suprema de la República que es la que, en definitiva, prevalece por sobre todas las demás leyes.

En el plano del Derecho Público que norma la vida de los Estados, la República del Ecuador forma parte de la Organización de las Naciones Unidas, que se rige por la Carta del mismo nombre, suscrita por todos los países miembros y que puede considerársela como norma jurídica suprema a escala internacional.

A esto se debe que la Carta de las Naciones Unidas, en su artículo I consagra los principios de la igualdad de derechos y de la libre determinación de los pueblos, así como por el artículo 2 el principio de la igualdad soberana de todos sus miembros.

Estos principios, en conjunto, constituyen la condición sine qua non de la existencia y desarrollo de la Organización de las Naciones Unidas. Sin ellos, además, resultaría imposible la vida armónica y pacífica entre los Estados. Por eso, también, que obligue a su cumplimiento, ya que se trata de verdaderas normas jurídicas establecidas de acuerdo con el Derecho Internacional Público.

Preocupada por el convivir pacífico de los países del mundo y ante la serie de problemas que se han presentado con motivo de la explotación de los recursos naturales de los países en vías de desarrollo como el nuestro, por parte de los países industrializados, a través de las llamadas empresas transnacionales, la Organización de las Naciones Unidas en varias de sus resoluciones ha incorporado los principios anteriormente referidos, dando una base jurídica firme e incontrovertible a los Estados que se decidan por tomar el control de sus materias primas, como en el caso del petróleo.

Al respecto conviene citar:

- 1) La Resolución 1314 de 12 de diciembre de 1953, por la que se creó la Comisión de la Soberanía Permanente sobre los Recursos Naturales para que se realizara un estudio completo de la situación en lo que respecta a la soberanía permanente sobre los recursos y riquezas naturales como elemento básico del derecho a la libre determinación.
- 2) La Resolución 1515 de 15 de diciembre de 1960, en la que ha recomendado que se respete el derecho soberano de todo Estado a disponer de su riqueza y de sus recursos naturales.
- 3) La Resolución 1803 de 14 de diciembre de 1962, en la que se declara:

"1.- El derecho de los pueblos y de las naciones a la soberanía permanentemente sobre sus riquezas y recursos naturales debe ejercerse en interés del desarrollo nacional y del bienestar del pueblo del respectivo Estado".

"4.- La nacionalización, la expropiación o la requisición deberán fundarse en razones o motivos de utilidad pública, de seguridad o de interés nacional, los cuales se reconocen como superiores al mero interés particular o privado, tanto nacional como extranjero. En estos casos se pagará al dueño la indemnización correspondiente, con arreglo a las normas en vigor en el Estado que adopte estas medidas en ejercicio de su soberanía y en conformidad con el derecho internacional. En cualquier caso en que la cuestión de la indemnización dé origen a un litigio, debe agotarse la jurisdicción nacional del Estado que adopte esas medidas. No obstante, por acuerdo entre Estados soberanos y otras partes interesadas, el litigio podrá dirimirse por arbitraje o arreglo judicial internacional".

- 4) La Resolución 2625 de 24 de octubre de 1970, cuyo anexo contiene la Declaración sobre los principios de derecho internacional referentes a las rela-

ciones de amistad y a la cooperación entre los Estados de conformidad con la Carta de las Naciones Unidas, y en la que categóricamente se dice que: "en virtud del principio de la igualdad de derechos y de la libre determinación de los pueblos, consagrado en la Carta de las Naciones Unidas, todos los pueblos tienen el derecho de determinación libremente, sin ingerencia externa, su condición política y de procurar su desarrollo económico, social y cultural, y todo Estado tiene el deber de respetar este derecho de conformidad con las disposiciones de la Carta".

- 5) Por último, la Resolución 3281, aprobada el 15 de enero de 1975, bajo la denominación de Carta de Derechos y Deberes Económicos de los Estados, cuyo artículo 2 ratifica que "todo Estado tiene y ejerce libremente soberanía plena y permanente incluso posesión, uso y disposición, sobre toda su riqueza, recursos naturales y actividades económicas".

De modo concreto, en el mismo Art. 2, literal c) reconoce el derecho de todo Estado de "Nacionalizar, expropiar o transferir la propiedad de bienes extranjeros, en cuyo caso el Estado que adopte estas medidas deberá pagar una compensación apropiada, teniendo en cuenta sus leyes y reglamentos aplicables y todas las circunstancias que el Estado considere pertinentes. En cualquier caso en que la cuestión de la compensación sea motivo de controversia, ésta será resuelta conforme a la Ley Nacional del Estado que nacionaliza y por sus Tribunales, a menos que todos los Estados interesados acuerden libre y mutuamente que se recurra a otros medios pacíficos sobre la base de la igualdad soberana de los Estados y de acuerdo con el principio de libre elección de los medios". El estudio de las disposiciones constitucionales vigentes en el Ecuador y de la Carta de las Naciones Unidas, al igual

que algunas de las resoluciones de este Organismo mundial, no hacen otra cosa que respaldar jurídicamente la decisión de llevar adelante el propósito de autodeterminación en materia petrolera.

V.- FORMULA DE NEGOCIACION

Antes de concretar una fórmula de negociación con el Consorcio Texaco—Gulf, es imprescindible diseñar una estrategia que permita encontrar soluciones satisfactorias a varios aspectos que son de fundamental importancia para asegurar el adecuado manejo de la industria petrolera por parte del Estado. Los aspectos a considerarse son:

- La administración;
- La comercialización del petróleo;
- La producción y transporte del crudo;
- La recuperación de las inversiones realizadas por el Consorcio CEPE—Texaco—Gulf; y
- Las nuevas inversiones.

a) La Administración

La Administración, entendida como la gestión que realiza la empresa tanto en el plano operacional, como en el económico-financiero, es sin duda la función más relevante, en la medida que implica la toma de decisiones sobre aspectos vitales para el desarrollo de la actividad, tales como: la planificación de las inversiones, la programación de la producción, el análisis de los sistemas de transporte, la programación de los embarques, etc., estableciendo al mismo tiempo una adecuada coordinación entre los aspectos técnicos, financieros y comerciales.

Para cumplir con el programa y orientarlo hacia los fines de la política de autodeterminación en materia petrolera, es evidente que el Estado debe asumir la administración general de la empresa, sobre la base del núcleo de técnicos y profesionales de niveles alto y medio especializados en el campo petrolero, con que cuenta

actualmente el país.

Si bien, por el momento, no sería posible que el Estado asuma totalmente las funciones de administración, prescindiendo de los cuadros técnicos que laboran en la empresa operadora, debido a que el personal nacional aún no está preparado para afrontar la gestión de la industria en todas sus fases, sería indispensable plantear al Consorcio la necesidad de que continúe operando los yacimientos por un tiempo razonable, para permitir la adecuada capacitación de los técnicos nacionales y, por ende, la eficiente operación de los yacimientos.

De este modo, no solamente se garantizaría el necesario entrenamiento en los niveles directivo y técnico, sino que además se evitaría cualquier perjuicio en la producción durante esta etapa, ya que todos los problemas técnicos y administrativos que pudieran presentarse, serían solucionados conjuntamente con el personal de la operadora.

Se estima que el período de operación conjunta no debería ser menor a un año, ni mayor de dos años. La participación de la Compañía prestadora de servicios durante este período, estaría sujeta a un contrato especial, por el cual el Estado reconocería los costos incurridos por la misma, más los honorarios que se acuerden entre las partes. En realidad, el costo adicional que pueda representar esta administración conjunta, es muy residual si se lo compara con el invalorable beneficio que significa para el país, contar con un equipo humano capacitado para asumir directamente la explotación de un campo petrolero, utilizando, para el efecto, técnicas modernas que garanticen alta eficiencia en los rendimientos. A fin de que no se produzcan dificultades prácticas durante la operación, convendría respetar la actual estructura de organización implantada por la Texaco, especialmente en lo relativo a sistemas de control y contabilidad. De esta manera, se evitaría el riesgo innecesario que por alguna falla administrativa, derivada de la aplicación de algún nuevo sis-

tema de control, se paralicen o dificulten las operaciones.

b) La Comercialización del petróleo

La comercialización externa por parte de CEPE, representa la garantía para el Estado ecuatoriano de que la autode-terminación en materia petrolera sea una realidad.

No puede concebirse coordinación alguna entre producción y ventas, cuando la decisión sobre estas últimas no guarda relación con los parámetros y principios que orientan la primera.

De muy poco le ha servido al país de-ntentar el control y auditoría de la producción, por cuanto al no tener inge-rencia en las decisiones de exporta-ción, jamás pudo exigir el cumpli-miento de programas concretos de producción y mercadeo. La variable más importante de todas es, sin duda, la de la comercialización externa del pe-tróleo. Es esta fase la que origina los ingresos. Quien tiene el control de la venta, tiene realmente el control de la empresa.

Por otro lado, la comercialización ex-terna del petróleo ecuatoriano por parte de CEPE al precio mínimo de US\$ 11.46. en las actuales circunstancias, está ga-rantizada. Existe suficiente margen de seguridad entre este precio y las posi-bilidades reales del mercado.

Naturalmente, CEPE DEBE CAMBIAR SU ESTRATEGIA DE COMERCIALI-ZACION. Debe volverse más agresiva: no importa sacrificar precios atractivos en ventas spot a cambio de la seguridad de contratos a largo plazo, especialmen-te si éstos se negocian directamente con empresas estatales. Es importante tam-bién que, en esta materia, pueda CEPE actuar con mayor libertad, por cuanto la falta de agilidad en la negociación puede entorpecer posibilidades reales de venta.

Desde otro ángulo, para el Estado es muy importante asumir totalmente la comercialización de un bien tan estra-tégico como el petróleo, puesto que en esta forma habrá tomado en sus manos un valioso instrumento de negociación para imprimirle una orientación más precisa a toda la política de comercio exterior del país.

En efecto, el manejo de una oferta ex-portable de alrededor de 240.000 ba-rriles diarios, puede permitirle al país conseguir ventajas y preferencias en el intercambio de otros bienes, como por ejemplo seguridades de mercado para la colocación de nuestros productos tradi-cionales, especialmente aquellos que uti-licen petróleo como materia prima; así mismo se podrá exigir un abasteci-miento seguro para los bienes primarios intermedios y de capital que sean de-mandados por la industria nacional.

Es indudable que estas reglas de juego no pueden ser impuestas si es que el Es-tado no controla absolutamente la co-mercialización del crudo, ya que la po-lítica de ventas de las empresas privadas extranjeras no puede perseguir objeti-vos de desarrollo para el país, sino sim-plemente el mayor nivel de rentabilidad comercial.

Por otra parte, es necesario tomar en cuenta que a corto o mediano plazo el país debe iniciar una progresiva tras-formación de sus actuales esquemas co-merciales, pasando de exportador de crudo a exportador de productos in-dustrializados, que incorporen el mayor grado posible de valor agregado nacio-nal. Para facilitar este proceso, es conve-niente que el Estado controle totalmen-te la producción y comercialización del crudo, para garantizar un adecuado y oportuno abastecimiento a las necesida-des de las industrias que procesen pe-tróleo, evitando así el riesgo de con-flictos con las empresas que actualmente

controlan el 75o/o de las exportaciones de crudo, ya que a ellas naturalmente les interesa exportar la mayor cantidad posible, sin importarles las necesidades del consumo interno, sea doméstico o industrial.

c) Producción y transporte del crudo

Este asunto debe ser resuelto mediante la búsqueda de una continuidad en las operaciones. Cualquier paralización podría redundar en perjuicio de la economía nacional. Sería deseable llegar a un acuerdo con la propia compañía Texaco a fin de que continúe operando bajo la modalidad de un contrato de servicios durante el período de un año, prorrogable por mutuo entendimiento de las partes.

Como estrategia, a fin de tener asegurado el apoyo técnico, durante el período de un año, convendría desde ya iniciar conversaciones con otras firmas especializadas que pudieran sustituir a la Texaco, en el caso de que esta compañía manifestara no tener interés en firmar el contrato de servicios al que se ha hecho referencia.

En esta forma, durante el primer año, las operaciones de producción y el transporte por el oleoducto estarían a cargo de Texaco o de una firma especializada. Los técnicos ecuatorianos, durante este período recibirían entrenamiento práctico en los campos, a fin de poder tomar bajo su responsabilidad estas operaciones, al inicio del segundo año.

Por los servicios de operación la Texaco recibiría durante el tiempo que los preste, la remuneración de sus técnicos extranjeros y una tasa de servicios a ser acordada entre las partes.

d) La recuperación de las inversiones realizadas por Texaco y Gulf

A fin de que la fórmula de negociación se enmarque dentro de los principios jurídicos internacionales vigentes, el Estado debe garantizar a las compañías Texaco y Gulf la recuperación del 100o/o de sus inversiones auditadas. A más de garantizar el 100o/o de la recuperación de las inversiones, se considera justo reconocer una tasa de interés sobre los saldos no amortizados, no propiamente con el propósito de asegurar al consorcio una coparticipación en las utilidades que genere la explotación petrolera durante el período de repago de esas inversiones, sino más bien con el objeto de resarcir al Consorcio el costo financiero imputable al uso de dinero. Al respecto podría adoptarse, por ejemplo, la tasa preferencial del Banco de América que rige en los Estados Unidos (Prime Rate).

Actualmente las tasas de interés de Londres y Nueva York, que son el termómetro para establecer el costo financiero del dinero en el mundo occidental, acusan cierta depresión que, en alguna medida, obedece al reciclaje de los petrodólares provenientes de los países árabes, lo que ha determinado una fuerte expansión de la oferta de crédito por parte de los países receptores de los depósitos monetarios de esas divisas.

El pago correspondiente al rubro "recuperación de inversiones" deberá realizarlo el Estado en dólares, no en petróleo, por cuanto en esta forma se obviarán las dificultades de valoración del crudo y se evitarían reclamos de parte de las compañías, a la vez que el Estado estaría consciente de los valores efectivamente entregados.

Como se ha demostrado anteriormente, con una producción de 8.888 barriles diarios, valorados al precio base mínimo de US\$ 11.46, podría garantizarse, en el plazo de 10 años, el pago de las inversiones no amortizadas, incluyendo

las correspondientes al oleoducto.

De acuerdo a información proporcionada por las compañías Texaco y Gulf, el monto de las inversiones no amortizadas al 31 de diciembre de 1975, asciende a US\$ 243'920.000,00. Esta cifra deberá verificarse mediante la auditoría correspondiente.

e) Las nuevas inversiones

Las nuevas inversiones en materia de exploración y producción serán de exclusiva responsabilidad del Estado ecuatoriano a través de CEPE. (Bien sea que esta Corporación las realice por sí misma o mediante la contratación con firmas especializadas). Para una adecuada programación de estas inversiones se deberán tomar en cuenta los aspectos técnicos inherentes a la conservación e incremento de las reservas, así como las necesidades de abastecimiento de la demanda interna de energía, sin descuidar tampoco el financiamiento del Presupuesto General del Estado, a través del cual se ejecutan los planes económicos y sociales del Gobierno, ni la necesidad de mantener una sólida balanza de pagos para afrontar las obligaciones internacionales del país.

En los últimos años es palpable el descuido en que ha incurrido el Consorcio Texaco—Gulf en la ejecución de nuevas inversiones tendientes a incrementar las reservas recuperables del país en el área del contrato, puesto que para estas compañías su mayor interés radica en el acelerado agotamiento de los reservorios durante el período de vigencia de su contrato, para asegurar el pronto retorno de sus inversiones, sin importarles la situación en que queden los yacimientos a la época en que deban revertirse al Estado. Esta es una de las razones de mayor significación que respaldan la tesis del control absoluto de

la producción por parte del Estado.

Las nuevas inversiones de carácter exploratorio serán financiadas con un fondo especial que se formaría a base de un porcentaje del rendimiento de los propios ingresos petroleros, ya que existe resistencia de la banca comercial para prestar el apoyo financiero a este tipo de inversiones, por el natural riesgo que conlleva su ejecución.

En resumen, la fórmula de negociación con las compañías Texaco y Gulf, deberán encuadrarse dentro del siguiente esquema:

1.- El Gobierno Nacional debe autorizar, mediante decreto, a los ministros de Recursos Naturales y Energéticos y de Finanzas, para que inmediatamente procedan a entablar negociaciones con las referidas compañías, a fin de implementar las medidas que se plantean en este documento, tendientes a que el Estado, a través de CEPE, adquiera la totalidad de los activos de las mismas y, por ende, el control de la empresa.

2.- Una vez acordados los términos de la negociación que, desde luego, deberán enmarcarse dentro de la política señalada por el Gobierno, se requiere la expedición del decreto por el cual se deje sin efecto el contrato de exploración y explotación de hidrocarburos suscrito entre el Estado ecuatoriano y las compañías TEXACO PETROLEUM COMPANY y ECUADORIAN GULF OIL COMPANY, autorizado mediante Decreto Supremo No. 925 de 4 de agosto de 1973, publicado en el Registro Oficial No. 370 de 16 de los mismos mes y año.

En este mismo decreto deberá autorizarse a los ministros de Recursos Naturales y Energéticos y de Finanzas, para que suscriban con las citadas compañías un Acta de Avenimiento en la que establezca:

a) El procedimiento a seguir para la determinación de la cuantía de las inversio-

nes no amortizadas, tanto de aquellas que se refieren a las actividades de exploración y explotación, como las relativas al oleoducto transecuatoriano.

La cuantificación de estas inversiones deberá realizarse dentro de un plazo máximo de seis meses, a partir de la suscripción del Acta.

- b) Hasta que se determine el monto de estas inversiones, se deberá acordar la forma de pago de las mismas, en un plazo de diez (10) años, sobre la base provisional de US\$ 220 millones (90o/o de US\$ 243'920.000);

Una alternativa interesante para el pago de las inversiones pudiera ser la de emitir bonos dólares negociables en el exterior, para ser utilizados en el país, exclusivamente para la compra de crudo y productos derivados del petróleo, en los términos y condiciones que señale al tenedor de estos valores fiduciarios el Gobierno Nacional; es decir, adoptando el procedimiento establecido en el Acta de Avenimiento suscrita por Venezuela y las compañías concesionarias.

La ventaja de esta alternativa radica en que, de esta manera, se crea un mecanismo que induce a la compra del crudo a los tenedores de los títulos.

- c) La forma de relación contractual para que la TEXACO PETROLEUM COMPANY preste sus servicios en las condiciones y áreas a determinarse, por el tiempo de un año, prorrogable por otro. Al mismo tiempo deberá fijarse los honorarios por los servicios a ser contratados.
- 3.- Deberá suscribirse entre el Gobierno y las compañías Texaco y Gulf un documento por el cual se comprometan éstas a no ejercer ninguna clase de acciones y actividades fuera del país, que vulneren la respetabilidad del Estado ecuatoriano, dificulten la comercialización del petróleo ecuatoriano u organicen campañas publicitarias ten-

dientes a desalentar las inversiones petroleras en el país.

El incumplimiento comprobado de este compromiso, dará lugar a la suspensión de los pagos del reembolso de las inversiones o el desconocimiento total de las mismas.

ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CONSORCIO CEPE TEXACO GULF EN EL ORIENTE ECUATORIANO, PARA EL MES DE ENERO DE 1976

1. CAMPO LAGO AGRIO

Pozos que producen agua igual o superior al 30o/o

a) Sección Norte

Pozo Lago Agrio No. 2 con 36.8o/o
Pozo Lago Agrio No. 17 con 60.0o/o

b. Sección Centro

Pozo Lago Agrio No. 4 con 68.71o/o
Pozo Lago Agrio No. 13 con 36.07o/o

Pozos cerrados durante el mes:

a. Sección Norte

Pozo Lago Agrio No. 3 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Lago Agrio No. 10 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Lago Agrio No. 20 cerrado por incapacidad de flujo

b. Sección Centro

Pozo Lago Agrio No. 5 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Lago Agrio No. 9 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Lago Agrio No. 15 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Lago Agrio No 25 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Lago Agrio No. 11 cerrado para control de agua.

COMENTARIOS

Este campo ha producido un promedio de 22.870,95 BPPD, volumen proveniente de 17 pozos. El 55o/o de esta producción corresponde a la sección norte y el 45o/o a la sección centro; además existen 7 pozos cerrados por incapacidad de flujo y un pozo cerrado por control de flujo de agua.

CAMPO SACHA

Pozos que producen agua igual o superior al 30o/o

a. Sección Norte Centro

Pozo Sacha No. 3 con 72.4o/o
Pozo Sacha No. 7 con 53.3
Pozo Sacha No. 8 con 64.3
Pozo Sacha No. 11 con 52.4
Pozo Sacha No. 14 con 44.0
Pozo Sacha No. 15 con 79.4
Pozo Sacha No. 16 con 41.0
Pozo Sacha No. 20 con 34.6
Pozo Sacha No. 21 con 44.7
Pozo Sacha No. 24 con 61.8
Pozo Sacha No. 31 con 43.7
Pozo Sacha No. 34 con 54.0
Pozo Sacha No. 35 con 55.8
Pozo Sacha No. 60 con 50.4

b. Sección Sur Centro

Pozo Sacha No. 1 con 58.0o/o
Pozo Sacha No. 9 con 59.8
Pozo Sacha No. 13 con 42.4
Pozo Sacha No. 17 con 64.2
Pozo Sacha No. 18 con 60.2
Pozo Sacha No. 25 con 50.5
Pozo Sacha No. 30 con 68.0
Pozo Sacha No. 40 con 32.0
Pozo Sacha No. 49 con 57.1
Pozo Sacha No. 64 con 62.5
Pozo Sacha No. 72 con 39.5

c. Sección Sur

Pozo Sacha No. 29 con 31.0o/o
Pozo Sacha No. 42 con 57.2
Pozo Sacha No. 43 con 48.1

Pozo Sacha No. 47 con 44.9

Pozo Sacha No. 52 con 70.0

d. Sección Norte

Pozo Sacha No. 4 con 52.2o/o
Pozo Sacha No. 32 con 59.0
Pozo Sacha No. 38 con 89.6
Pozo Sacha No. 63 con 47.6
Pozo Sacha No. 65 con 53.3
Pozos cerrados durante el mes:

a. Sección Sacha Norte Centro

Pozo Sacha No. 10 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 33 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 39 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 50 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 48 cerrado para control de agua.

b. Sección Sacha Sur Centro

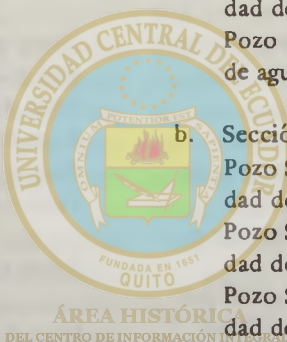
Pozo Sacha No. 19 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 28 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 37 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 55 cerrado por incapacidad de flujo
Pozo Sacha No. 57 cerrado para control de agua.

c. Sección Sur

Pozo Sacha No. 41 cerrado para control de agua
Pozo Sacha No. 62 cerrado para control de agua
Pozo Sacha No. 45 cerrado por incapacidad de flujo.

COMENTARIOS

Este campo ha producido de 56.651,5 BPPD, volumen proveniente de 58 pozos, de los cuales el 60.3o/o producen agua en cantidad igual o superior al 30o/o existien-



do 9 pozos cerrados por incapacidad de flujo, 5 pozos cerrados para control de agua que, en total, suman 14 pozos cerrados.

Los pozos No. 5, 11, 12, 29, 61 y 75 no están actualizados en sus pruebas de producción.

3. CAMPO SHUSHUFINDI

Pozos que producen agua igual o superior al 30o/o

Pozos cerrados durante el mes:

a. Sección Shushufindi Norte

Pozo Shushufindi No. 32 cerrado por incapacidad de flujo

Pozo Shushufindi No. 36 cerrado por incapacidad de flujo

Pozo Shushufindi No. 53 cerrado por incapacidad de flujo

b. Sección Shushufindi Centro

Pozo Shushufindi No. 33 levantado por gas y cerrado por incapacidad de flujo

c. Sección Shushufindi Sur

Pozo Shushufindi No. 22 cerrado por incapacidad de flujo

Pozo Shushufindi No. 34 cerrado por incapacidad de flujo

Pozo Shushufindi No. 25 levantado por gas y cerrado por incapacidad de flujo

d. Sección Shushufindi Sur-Oeste

Pozo Shushufindi No. 41 cerrado por incapacidad de flujo

COMENTARIOS

Este campo ha producido un promedio de 96.721,80 BPPD, volumen proveniente de 42 pozos, de los cuales 24 tienen levantamiento artificial (Gas Lift), existiendo 8 pozos cerrados.

Los Pozos Nos. 24, 3 no están actualizados en sus pruebas de producción.

4. CAMPO AGUARICO

Pozos cerrados durante el mes:

Pozo Aguarico No. 6 cerrado por incapacidad de flujo

Pozo Aguarico No. 7 cerrado por incapacidad de flujo

COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES

Este campo produjo un promedio de 11.145,69 BPPD durante el mes de enero.

Existen dos pozos cerrados que, si tomamos en cuenta que este campo tiene sólo 9 pozos, representa el 22.2o/o, para lo cual es necesario tener presente que, para tener una producción equilibrada del campo deben ser reparados estos pozos, lo cual hace necesario un estudio para levantamiento artificial de los mismos.

5. CAMPO AUCA

Pozos que producen agua igual o superior al 20o/o

Pozo Auca No. 1 con 42.7o/o

Pozo Auca No. 6 con 60.2

Pozo Auca No. 9 con 26.1

Pozo Auca No. 11 con 23.0

Pozos cerrados durante el mes:

Pozo Auca No. 10 cerrado por incapacidad de flujo

COMENTARIOS

La producción de este campo fue de 4.541,8 BPPD, volumen proveniente de 8 pozos, de los cuales los pozos Auca 1, 6, 9 y 11 dan 86.4o/o de esta producción; al corte de agua del campo, ha sufrido exageradamente para el tiempo de producción que tiene, por lo que estos pozos deben ser estudiados para luego recomendar medidas tendientes a controlar la excesiva producción de agua.

Existen un total de 19 pozos perforados, de los cuales producen 8 pozos, 1 cerrado y el resto entrarán en producción cuando esté lista la estación sur del campo Auca.