NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL

LIMITADO

ST/ECLA/Conf.26/L.10
8 de febrero de 1967

ORIGINAL: ESPAÑOL

SEMINARIO SOBRE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO
EN AMERICA LATINA

Organizado conjuntamente por la Comisión Económica para América Latina, la División de Recursos y Transporte y la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas

LAS NECESIDADES FINANCIERAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Nota: Este es un texto preliminar sujeto a revisiones de fondo y de forma, que se presenta sólo para discusión. En su versión definitiva se incorporará a un estudio general sobre la industria del petróleo en América Latina.

INDICE

Página

1. Generalidades..... 1

2. Los datos financieros sobre las inversiones (exploración y producción)..... 6

3. Los coeficientes de inversión..... 22

4. Magnitud de los coeficientes unitarios en producción..... 37

5. Inversiones en refinación y comercialización..... 49

6. Necesidades financieras totales 1965-80..... 54

/1. Generalidades

1. Generalidades

Las necesidades de capitalización del sector petrolero son muy cuantiosas y la estimación de sus montos, calendario de inversiones en las etapas sucesivas y las modalidades del financiamiento, adquiere importancia preponderante en todo programa de desarrollo.

En sus fases de exploración y producción propiamente dicha (desarrollo y extracción) existe un fuerte elemento de aleatoriedad, sobre todo en la primera. Ellas se hallan, por tanto, sujetas al riesgo minero, del que están exentas la etapa industrial, de transporte y de comercialización.

Por consiguiente, parece útil intentar una diferenciación entre las inversiones que demandan cada una de las etapas arriba mencionadas, en forma separada. Nadie ignora la dificultad de una tarea de esa naturaleza, referida al análisis concreto y calificado de cifras para varios países latinoamericanos. En muy contados entre ellos existen series largas, discriminadas y fidedignas; conspira, además, contra la validez de las conclusiones, la variedad y complejidad de situaciones nacionales, ya sean físicas o monetarias.

Empezamos por eliminar la aplicación de coeficientes promedios mundiales, en los que por otra parte, rara vez se diferencia la etapa exploratoria propiamente dicha. Aun dejando de lado zonas tan especiales como los Estados Unidos y el Medio Oriente, las cifras remanentes - de escasa cobertura geográfica - serían de dudosa validez. Tampoco parece representativa la información con respecto a toda América Latina, donde la posición predominante de Venezuela oscurece las situaciones imperantes en otros países, ni al grupo de éstos en conjunto por la variedad de factores concurrentes.

Sin embargo, a título meramente indicativo, conviene citar algunas cifras que ofrecen un orden de magnitud.

/Fuentes autorizadas

Fuentes autorizadas[1/] estiman que entre 1965 y 1980, la inversión promedia mundial con grandes variaciones geográficas, por tonelada de petróleo, será del orden de 90 dólares, una disminución con respecto a la experiencia histórica. De ese total unos 40 dólares corresponde a exploración y producción, con 15 a 20 dólares para cada una de las tres etapas subsiguientes.

En la década que termina las inversiones fueron del orden de 120 dólares por tonelada en el mundo, excluído Estados Unidos, y 325 dólares para ese país.[2]

La estructura de esas inversiones, comparada con las inversiones brutas fijas acumuladas hasta fines de 1962, es como sigue:

Cuadro 1

ESTRUCTURA COMPARADA DE INVERSIONES DE PETROLEO

(Porcientos)

	Década reciente		Acumulada a 1962	
	Estados Unidos	Resto países	Estados Unidos	Resto países
Producción	71	37	61	31
Refinación	10	17	14	14
Transporte	6	25	8	26
Comercialización	8	16	11	11
Petroquímica y otros	5	5	6	5

1/ Ashton en Petroleum Press Service, Marzo 1965, pág. 82.

2/ OECD "Oil Today" 1964, pág. 76 y siguientes.

/En vista

En vista de esos antecedentes, se ha decidido investigar la experiencia de cada país petrolero latinoamericano individulamente, 3/ en la medida en que eso fuera posible con la escasez de datos, algunos de los cuales merecen serias reservas. Los análisis que se presentan a continuación tienen, por lo tanto, un carácter eminentemente preliminar y exploratorio.

Debemos comenzar haciendo algunas reflexiones de carácter general.

La etapa que - al menos en América Latina - ha requerido históricamente mayor cuantía de inversiones, es la que abarca la producción, incluída la actividad exploratoria y de desarrollo. Hubiera sido interesante descomponerlas de esa manera, para diferenciar las labores preliminares de prospección geológica y geofísica de la perforación exploratoria por un lado y de la fase operativa (incluído desarrollo) de la producción.

Es muy difícil obtener datos financieros al respecto, aunque se ha logrado reunir ciertas informaciones para varios países latinoamericanos. Se plantea, naturalmente, el problema de su validez como elemento de juicio para el futuro. Sin desconocer que una simple extrapolación puede ser engañosa, pueden sin embargo establecerse algunas relaciones útiles para áreas de condiciones similares.

La etapa más aleatoria es, sin duda, la de exploración de áreas presumiblemente petrolíferas. La probabilidad de éxito depende de factores que no son correlacionables, o para serlo en alguna medida requerirían conocimientos que sólo están al alcance de empresas operativas.

Sobre estas dos fases hay información relativamente abundante, si bien no siempre accesible, expresada en cuadrilla/mes, hectáreas cubiertas, tipo de terreno, pozos perforados, etc. Podría intentarse una generalización, que no dejaría de ser útil siempre que no se la considere como estricta y definitoria.

3/ Cabe destacar seis factores que influyen en la mayor o menor necesidad de capital en la industria petrolera:

a) Tipo de formación geológica;
b) Si la producción es para el consumo interno, para exportación o para ambos;
c) Costo unitario de descubrir nuevos yacimientos petrolíferos;
d) Grado de productividad de los pozos;
e) Costo de la mano de obra;
f) Relación inversión-capacidad productiva.

/Para desarrollar

Para desarrollar y mantener en producción un campo se requieren inversiones que no diferirán mucho de las que se necesitan para estructuras probadas similares. De modo que aquí también existe una fuente cuya utilidad no debe desconocerse.

Las acotaciones anteriores no pretenden crear la ilusión de que se considera posible una estimación exacta de las inversiones necesarias en las etapas arriba definidas. Como ya se dijo al principio, campea aquí un factor "riesgo" que es, por definición, matemáticamente no cuantificable. Pero aun restringida la utilidad de esos ejercicios a la fijación de ciertos parómetros máximos y mínimos presumibles, provee una suerte de guía de indudable valor.

Las limitaciones que se indicaron en lo que antecede, no afectan las etapas restantes. Se cuenta con información bastante precisa sobre el costo de las refinerías recientemente construidas o en proceso de erección o licitación en casi todos los países de América Latina y sus características técnicas. Además sobre esa materia existe abundante literatura internacional, que puede aplicarse, con los ajustes del caso.

Algo similar puede afirmarse sobre los medios de transporte, sobre todo ductos de determinados diámetros y longitud, con la indicación del tipo de terreno, características del fluido, etc.

Las inversiones necesarias para la fase de la distribución para mercados internos son, también, fáciles de calcular.

Estos son, pues, los elementos de que se podría disponer, referidos a la propia experiencia latinoamericana. Usándolos con la debida discreción y acertado juicio, creemos que servirían para orientar a los encargados de programar el desarrollo de las actividades petroleras en nuestros países, en lo que respecta a los momtos y estructura de las inversiones.

El cálculo de las inversiones podría hacerse también sobre la base de los principales datos físicos y los costos unitarios de los elementos componentes. De nuevo, esto es bastante sencillo, y preciso, para las refinerías, transporte, almacenamiento y comercialización, pero variable para la producción de petróleo.

/Sin embargo

Sin embargo, allí el elemento determinante es la perforación y equipamiento del pozo. Pudiendo estimarse - como es a menudo el caso para yacimientos conocidos o de comportamiento previsible - el número de pozos y su profundidad media para asegurar un determinado volumen de extracción, resulta posible estimar la inversión en perforación. El equipamiento en los campos, adicional a esa inversión básica, se calcula sin dificultad como derivada o complementaria de aquélla.

En América Latina se tienen esos datos para algunos países y períodos, y ellos podrían perfeccionarse con el objetivo señalado. Una correlación con las dificultades de terreno, estructuras atravesadas, profundidades, técnicas corrientes, daría una cierta pauta del costo previsible por metro perforado.

A título de orientación podría citarse que el costo promedio de perforación en Estados Unidos varía entre 100 dólares por metro (plataforma continental hasta 3 000 metros de profundidad) hasta 40 dólares para el promedio de pozos de petróleo en tierra firme y 50 dólares para gas natural.[4/]

Para diferentes profundidades se tiene:

De 500 a 1 200 metros	-	30 dólares/metro
1 200 a 2 200 metros	-	35 dólares/metro
2 200 a 3 000 metros	-	45 dólares/metro

Ya se sabe que los pozos exploratorios cuestan mucho más, pudiendo llegar, según las circunstancias a 1 millón de dólares o más cada uno.

Sobre el particular se dispone de buenos datos para Venezuela, que se resumen a continuación,[5/] para el promedio del quinquenio 1960/65. Debe agregarse que, para años anteriores, las cifras varían dentro de un amplio rango, siendo en general menores para pozos de producción y similares o mayores para la exploración.[6/]

4/ Oil & Gas Journal, November 15/1965 p. 127.

5/ Venezuela, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, P.O.D.E. Noviembre 1965, p. 49; ST/ECLA/Conf.26/L.8 cuadro 10.

6/ Los años 1959 y 1960 dan origen a costos superiores, en todos los casos.

VENEZUELA: COSTO PROMEDIO EN US$/METRO PERFORADO EN 1961/65

	Todo el país	
	Exploración	Producción
De 1 000 a 2 500 m	60	70
Más de 2 500 m	150	100

Se observa, además que existe bastante diferencia entre yacimientos. Así en Maracaibo (la principal región productora), los costos son varias veces superiores a los que se registran para Barcelona.

Antes de terminar esos párrafos introductorios, hagamos una breve referencia a los componentes de procedencia nacional en esa capitalización. Ellos se compondrán, como insumos, de mano de obra y materiales. Entre estos últimos conviene mencionar los numerosos equipos de específica aplicación en la industria, cuya fabricación se difunde cada vez más en América Latina.

A ese tema será dedicado un capítulo especial.

2. Los datos financieros sobre las inversiones (exploración y producción) 7/

En esta sección se presentan los datos en que se basarán los cálculos de inversiones y se indican las correcciones que tuvieron que hacerse a algunos de ellos.

El cuadro 2 presenta una estadística resumida de las inversiones en exploración y producción de petróleo en América Latina, en base a datos de fuentes que se consideran autorizadas.

7/ La exploración comprende la perforación exploratoria.

/Cuadro 2

Cuadro 2

AMERICA LATINA: INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION

(Millones de dólares)

País o región		1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Argentina	Exploración	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
	Producción	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
	Total	...	...	...	...	225.0	225.0	180.0	120.0	...	
Bolivia	Total	...	...	...	...	10.0	6.0	7.0	7.0	...	
Brasil	Exploración	16.6	31.3	41.0	36.2	32.7	35.2	41.1	48.1	43.9	46.1
	Producción	9.0	15.5	12.2	8.0	12.1	15.1	14.5	14.4	16.3	18.9
	Total	25.6	46.8	53.2	44.2	44.8	50.3	55.6	62.5	60.2	65.0
Chile	Total	...	...	...	...	5.0	19.6	24.7	17.6	12.1	10.6
Colombia	Exploración	14.9	16.3	11.5	19.7	...	...	...	...	...	
	Producción	8.6	12.1	10.9	19.8	...	...	...	...	...	
	Total	23.5	28.4	22.4	39.5	30.0	25.0	20.0	20.0	40.0	
Ecuador	Total	...	...	...	...	15.0	4.0	1.0	1.0	...	
México	Exploración	11.2	22.7	28.9	41.9	41.0	50.8	48.0	53.8	...	
	Producción	6.4	13.0	16.5	24.0	59.0	49.2	33.0	31.2	...	
	Total	17.6	35.7	45.4	65.9	100.0	100.0	81.0	85.0	...	
Perú	Total	...	...	...	...	30.0	20.0	18.0	15.0	...	
Trinidad	Total	...	...	...	...	30.0	31.0	35.0	30.0	...	
Venezuela	Exploración	...	...	...	117.0	59.5	30.0	36.4	29.6	43.2	
	Producción	...	...	...	211.2	142.0	133.9	95.6	118.6	108.0	
	Total	365.0	530.0	500.0	328.2	201.5	163.9	132.0	148.2	151.2	179.8
América Latina	Total	565.0	811.0	820.0	785.2	691.3	644.8	554.3	506.3	425.0	
América Latina sin Venezuela		200.0	281.0	320.0	457.0	489.8	480.9	422.3	358.1	273.8	

Fuentes: Citadas en el texto.

/Desafortunadamente, esos

Desafortunadamente, esos datos son incompletos y aunque pudieron obtenerse series más o menos largas para los países con los niveles de inversión más significativos, excepción hecha de Argentina, en todos los casos fueron necesarias correcciones o adaptaciones, para que se lograra cifras homogéneas. La repartición de las inversiones entre exploración y desarrollo de la producción se evaluó, en los casos en que se dispuso de datos que permitieron esa operación. Además, para algunos años no se pudo obtener información para todos los países. Los totales para esos años son los suministrados por el Chase Manhattan Bank,[8/] ligeramente modificados para atender la diferencia en más, encontrada en las estimaciones de inversión, en términos reales, para Brasil.

Sin embargo, pasando por alto las fallas estadísticas y haciendo caso omiso de cualquiera de los problemas que puedan revelar los exámenes de los países considerados individualmente, que se presentan más adelante, puede desde luego sacarse de ese cuadro general algunas conclusiones interesantes.

La participación de la región en las inversiones mundiales en exploración y producción, excluídos Estados Unidos y los países socialistas, que alcanzó más del 40 por ciento en los años 1958 y 1959, bajó al 36 por ciento en 1960 y 28 por ciento en 1963.

Ese descenso se debe principalmente a la disminución de las inversiones en Venezuela, ya que la participación del total de los demás países latinoamericanos se elevó del 11 por ciento en 1956 al 26 por ciento en 1961, mostrando una baja al 20 por ciento en 1962 y 1963.

Las inversiones por unidad de producción descendieron, en la región, de US$ 3.5 por metro cúbico en 1956, hasta US$ 2.0 por metro cúbico en 1963, si se considera Venezuela; el promedio, sin Venezuela, fué de US$ 7.4 por metro cúbico entre 1956-1963.

El cuadro 3 permite una comparación de esas cifras con números mundiales significativos.

8/ "Capital Investments by the World Petroleum Industry", November 1962.

/Cuadro 3

Cuadro 3

INVERSIONES POR METRO CUBICO PRODUCIDO

Año	América Latina	Estados Unidos	Medio Oriente	Venezuela	América Latina sin Venezuela
1956	3.5	12.2	1.0	2.9	5.4
1957	4.0	12.2	0.7	3.6	7.2
1958	4.2	10.8	1.7	3.6	7.4
1959	3.7	10.6	1.2	2.6	9.7
1960	3.1	10.1	0.9	1.5	9.2
1961	2.9	9.6	0.9	1.0	8.5
1962	2.2	...	...	0.7	6.8
1963	2.0	...	...	0.8	5.5

/Los países

Los países de la región con un promedio de inversiones anuales superior a 50 millones de dólares - Argentina, Brasil, México y Venezuela, - participan con más del 80 por ciento en el total de las inversiones para toda América Latina.

Si a esos países se agregaran Colombia y Trinidad, que mantienen un nivel regular de inversiones anuales, la participación del conjunto en el total sería superior al 90 por ciento.

Tres países - Argentina, Brasil y México, - participan con alrededor del 75 por ciento de los totales invertidos en la región, sin Venezuela, en los años para los cuales se dispone de datos completos. Ese porcentaje se eleva a casi el 90 por ciento, con el agregado de Colombia y Trinidad.

La participación de los gastos de capital en exploración, en los totales de las inversiones en exploración y producción, para el conjunto de los países para los cuales se disponen de los datos separados, es de alrededor del 30 por ciento.[9/] Esa participación es la más elevada en Brasil, donde alcanza el 70 por ciento. En México es del 40-50 por ciento; en Venezuela, 20-25 por ciento. La más baja se presenta para Argentina, con el 15 por ciento.

Conviene comentar la naturaleza y validez de las estadísticas financieras que se utilizaron en este estudio.

No se pudo obtener datos para Argentina que permitieran componer una serie larga. Las cifras indicadas para los totales de las inversiones, en algunos años, son las evaluadas por el Chase Manhattan Bank. La repartición de los totales, entre exploración y producción, se estimó en base a la relación observada en las proyecciones oficiales de CONADE de las inversiones para el período 1965-1980.

El cuadro 4 reune el resultado de la revisión de los datos para Brasil.

Las cifras contables en cruzeiros, divulgadas oficialmente (cuadro 5), dan una idea equivocada del monto de las inversiones. Ello se debe a que los tipos de cambio oficiales aplicables a las importaciones de la industria petrolera en ese país, fueron fijados muy por debajo de lo que podría estimarse como una tasa real.

9/ Para Argentina se admitió que los gastos en exploración son del orden del 15 por ciento, en base a las proyecciones oficiales de inversiones para el período 1965-1980.

/Cuadro 4

Cuadro 4

BRASIL: INVERSION BRUTA EN EXPLORACION Y PRODUCCION

(Millones de dólares)

Período	Año	Inversión en el año	Inversión total en el período
I	1946	3.5	28.4
	1947	3.8	
	1948	5.0	
	1949	8.7	
	1950	7.4	
II	1951	5.4	39.9
	1952	6.9	
	1953	9.2	
	1954	4.7	
	1955	13.7	
III	1956	25.6	214.6
	1957	46.8	
	1958	53.2	
	1959	44.2	
	1960	44.8	
IV	1961	50.3	293.6
	1962	55.6	
	1963	62.5	
	1964	60.2	
	1965	65.0	

Fuente: Citada en el texto.

/Cuadro 5

Cuadro 5

BRASIL: INVERSIONES EN EXPLORACION Y PRODUCCION

(Millones de cruzeiros)

Año	Exploración	Desarrollo de la producción	Total
1955	338	200	538
1956	790	397	1 187
1957	1 600	786	2 386
1958	3 312	1 036	3 348
1959	4 070	936	5 006
1960	4 617	1 696	5 313
1961	8 131	3 429	11 560
1962	15 141	5 301	20 442
1963	30 942	9 110	40 052
1964	55 649	21 856	77 505
1965	102 066	40 782	142 848

Fuente: Petróleo (Diagnóstico Preliminar), Ministério de Planejamento e Coordenaçaó Econômica, Brasil, Julho, 1966.

La distorsión que se señala de los valores en cruzeiros, queda determinada por dos factores que actuan en sentido opuesto. Uno es el aumento de la inversión en cada año y la aceleración del proceso de inflación por año, que acentúan la distorsión y el otro, la reducción en el valor anual de los componentes importados de la inversión, que la suaviza.

Por medio de cálculos aproximados de la participación porcentual de las importaciones en las inversiones totales de cada año, fue posible deducir del total el valor en cruzeiros de aquéllas.

/A éstas

A éstas se aplicaron los tipos de cambio especiales (cuadro 6) reconstituyendo así su valor original en dólares. En cuanto al componente de la inversión en moneda nacional, se lo transformó a dólares a una tasa de paridad del poder de compra cruzeiro-dólar. Sumándose los dos componentes se obtuvieron las cifras del cuadro 4.

Cuadro 6

BRASIL: TIPOS DE CAMBIO APLICABLES A LA INDUSTRIA PETROLERA
(Cruzeiros por dólar)

1947 a 1953	18.72
1954	25.82
1955	31.32
1956	31.32
1957	42.15
1958	63.38
1959	100.00
1960	100.00
1961	214.50
1962	318.00
1963	547.50

Para distribuir el total de inversiones en las de exploración y en producción, se utilizaron las relaciones entre ellas y su total, observadas en los datos oficiales (cuadro 7).

Para México, se utilizaron tres fuentes distintas de datos: el total acumulado de las inversiones en exploración y en producción en el período 1947-1958, del libro de A.J. Bermúdez, The Mexican National Petroleum Industry; una serie de inversiones en exploración, de la publicación Pemex en Cifras; y los totales para los años 1960-63, del Chase Manhattan Bank.

/Cuadro 7

Cuadro 7

BRASIL: DISTRIBUCION DE LAS INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION a/

(Porcentajes del total de las dos actividades)

Año	Exploraciones	Producción
1955	63	37
1956	65	35
1957	67	33
1958	77	23
1959	82	18
1960	73	27
1961	70	30
1962	74	26
1963	77	23
1964	73	27
1965	71	29

a/ Calculado en base a los datos oficiales de las inversiones en cruzeiros. Datos originales de Petróleo (Diagnóstico preliminar), Ministério do Planejamento e Coordenação Econômica, Brasil, Julho de 1966.

/De las

De las cifras acumuladas suministradas por Bermúdez, pudo sacarse la relación entre los dos rubros, de las inversiones y su total. Se admitió que esa relación se hubiera mantenido constante, año a año, en el período 1946-1959; y por un cálculo sencillo se pudo reconstituir el total probable de cada año, con el auxilio de la serie del cuadro 8. Las inversiones en producción se obtuvieron por resta.

Para el período 1960-63, se dispuso de los datos del Chase Manhattan Bank para los totales de las inversiones, y las de exploración de PEMEX. Las cifras para la producción se obtuvieron por simple resta. Los resultados aparecen en el cuadro 9.[10/]

Aunque para Venezuela se dispone de datos abundantes, fue necesario adaptarlos para que pudiesen ser aplicados a los propósitos de este estudio.

En primer lugar, las cifras publicadas sobre las inversiones en exploración y producción, indicadas en el cuadro 10,[11/] no incluyen los gastos en pozos secos. Además, no se indica la distribución de las inversiones entre exploración y producción.

Con el auxilio de los datos que se refieren al costo unitario de perforación y la cantidad de metros perforados por año, tanto para pozos exploratorios como de desarrollo, divulgados por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos,[12/] se intentó corregir las fallas arriba señaladas.

Los resultados aparecen en los cuadros 11 y 12.

La suma de las cifras del cuadro 10, los gastos en pozos secos indicados en el cuadro 11 y los valores de la segunda columna del cuadro 12, dan el valor probable de las inversiones en exploración y producción. El cálculo se presenta en el cuadro 13.

Para computar las inversiones en exploración, se estimó que los desembolsos de capital en perforación exploratoria (cuadro 12) serían el 80 por ciento del gasto total en exploración. Un cálculo sencillo permitió obtener los valores indicados para el rubro en el cuadro 2.

10/ Las tasas de cambio usadas para la conversión de pozos mexicanos a dólares fueron: 4 855 pesos por dólar hasta 1948; 8.65 hasta 1954 y 12.49 para los demás años.

11/ Las cifras se convirtieron a dólares a las tasas de 3.09 bolívares por dólar hasta 1963 y 4.40 para los demás años.

12/ "Petróleo y otros datos estadísticos".

/Cuadro 8

Cuadro 8

MEXICO: INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION

Año	Millones de dólares
1946	4.6
1947	10.7
1948	13.2
1949	12.4
1950	13.9
1951	18.7
1952	18.9
1953	11.9
1954	11.2
1955	10.9
1956	11.2
1957	22.7
1958	28.9
1959	41.9
1960	41.0
1961	50.8
1962	48.0
1963	53.8

Fuente: Citada en el texto.

/Cuadro 9

Cuadro 9

MEXICO: INVERSION BRUTA EN EXPLORACION Y PRODUCCION

(Millones de dólares)

Período	Año	Inversión en el año	Inversión en el período
I	1946	7.3	86.2
	1947	16.8	
	1948	20.8	
	1949	19.5	
	1950	21.8	
II	1951	29.4	112.5
	1952	29.6	
	1953	18.7	
	1954	17.6	
	1955	17.2	
III	1956	17.6	228.9
	1957	35.7	
	1958	45.4	
	1959	65.9	
	1960	100.0	
IV	1961	100.0	
	1962	81.0	
	1963	85.0	
	1964	...	
	1965	...	

Fuente: Citada en el texto.

/Cuadro 10

Cuadro 10

VENEZUELA PRODUCCION: INVERSIONES BRUTAS EN ACTIVOS FIJOS

(Millones de dólares)

Período	Año	Inversión en el año	Inversión en el período
I	1946	200.0 a/	1 004.4
	1947	214.2	
	1948	298.0	
	1949	182.2	
	1950	110.0	
II	1951	164.4	1 080.4
	1952	234.6	
	1953	202.9	
	1954	222.9	
	1955	255.6	
III	1956	252.1	1 479.6
	1957	389.6	
	1958	372.2	
	1959	287.4	
	1960	178.3	
IV	1961	137.9	683.2
	1962	117.2	
	1963	130.7	
	1964	134.4	
	1965	163.0	

a/ Estimado.

/Cuadro 11

Cuadro 11

VENEZUELA: GASTOS DE PERFORACION EN POZOS DE DESARROLLO Y AVANZADA SECOS a/

Año	Metros perforados	Costo US$/m	Total millones de dólares
1959	153 786	112	17.2
1960	118 242	110	13.0
1961	97 265	134	13.0
1962	58 394	86	5.0
1963	59 221	85	5.0
1964	47 085	91	4.3

Fuente: Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Petróleo y otros datos estadísticos.

a/ Estimado.

/Cuadro 12

Cuadro 12

VENEZUELA: GASTOS EN PERFORACION EXPLORATORIA a/

(Millones de dólares)

Año	Pozos productores	Pozos secos	Total
1959	69.9	23.6	93.5
1960	37.2	10.2	47.4
1961	10.9	13.0	23.9
1962	19.3	9.8	29.1
1963	11.2	12.5	23.7
1964	22.1	12.5	34.6

Fuente: Elaborado en base a los datos para perforación y costos unitarios por metro perforado de Petróleo y otros datos Estadísticos, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Venezuela.

a/ Estimado.

/Cuadro 13

Cuadro 13

VENEZUELA: INVERSION BRUTA TOTAL EN EXPLORACION Y PRODUCCION a/

Año	Inversión en activos fijos A	Gastos en pozos de desarrollo secos B	Gastos en pozos exploratorios secos C	A+B+C
1959	287.4	17.2	23.6	328.2
1960	178.3	13.0	10.2	201.5
1961	137.9	13.0	13.0	163.9
1962	117.2	5.0	9.8	132.0
1963	130.7	5.0	12.5	148.2
1964	134.4	4.3	12.5	151.2

a/ Estimados.

/Desafortunadamente, sólo

Desafortunadamente, sólo se tuvieron a la mano las informaciones necesarias para ese procedimiento, para los años 1959-1963.

Para mantener la homogeneidad de la serie presentada en el cuadro 2, se recurrió a los valores proporcionados por el Chase Manhattan Bank, que incluyen los gastos en pozos secos. Por la misma razón, se dedujeron de esos valores los pagos por concesiones.

Los datos para Colombia provienen: de la monografía El Petróleo en Colombia,[13/] de 1954 hasta 1959; y del Chase Bank para los otros años. (Véase el cuadro 14.)

Aunque las cifras para 1953-1959 no sean completas, pueden considerarse significativas, pues abarcan las informaciones sobre las principales empresas del país.

Para Chile se dispuso de cifras integrales de ENAP. Para todos los demás países son informaciones facilitadas por el Chase Manhattan Bank, que no siempre incluyen los gastos en la fase exploratoria inicial (geología, geofísica, adquisición de concesiones).

3. Los coeficientes de inversión

La complejidad de los cálculos para la proyección a largo plazo de las necesidades de capital para la industria petrolera, obstaculizan al logro de cifras con la aproximación deseable.

Así, tales previsiones deben ser tomadas mas bien como instrumentos de trabajo que como un fin en sí mismas.

La metodología adoptada en su elaboración debe variar en función de la naturaleza y continuidad de los datos disponibles; de maner que el requisito esencial es que los cálculos sean coherentes con esos datos, para que se obtengan órdenes de magnitud válidas para una razonable visión de la acción futura.

Como ya se dijo, la mayor dificultad se presenta en el cálculo de la proyección para la exploración y producción, ya que para todas las otras fases de la industria las necesidades de inversión pueden ser valoradas directamente, calculándose los costos de los varios factores capitalizables que intervienen en las respectivas actividades.

13/ Grupo Asesor, CEPAL-DOAT-FAO, El Petróleo en Colombia, 1961.

/Sin embargo

Cuadro 14

COLOMBIA: INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION

(Millones de dólares)

Año	Exploración	Explotación	Total
1953	21.1	13.5	34.6
1954	16.9	10.9	27.8
1955	13.6	13.6	27.2
1956	14.9	8.6	23.5
1957	16.3	12.1	28.4
1958	11.5	10.9	22.4
1959	19.7	19.8	39.5

Fuente: Inversiones consolidadas de: Texas Co., Shell Cóndor, Colombian Petroleum e International Petroleum, que aparece en El Petróleo en Colombia, Grupo Asesor CEPAL-DOAT-FAO., 1961.

Sin embargo, puede obtenerse una idea aproximada del monto de nuevas inversiones exigidas para el desarrollo de la producción, utilizando métodos indirectos.

Uno de ellos consiste en basar las estimaciones de inversión en los factores fundamentales que determinan la producción de petróleo: la magnitud de las reservas probadas, el ritmo del descubrimiento de nuevas reservas y el ritmo de la perforación.

A este respecto conviene tener presente que se cuenta en la literatura sobre el tema, con datos que expresan el costo unitario para mantener y aumentar la producción de petróleo crudo en las principales regiones o países productores del mundo. Esos valores varían entre límites muy amplios, siendo el promedio desde 1950 a la fecha del orden de 1.10 dólar por m^3 en el Medio Oriente, superior a tres dólares y a diez dólares en Venezuela y los Estados Unidos respectivamente.

Podría suponerse que esas cifras se refieren a la inversión necesaria para determinar la existencia de reservas de esa magnitud. Corresponderían pues, con esa hipótesis a los gastos en exploración.

Disponiendo de datos razonablemente aproximados para los nuevos descubrimientos, así como para los gastos de capital en exploración y perforación exploratoria separados de los gastos en producción, es posible tener una idea suficientemente clara de las inversiones para un determinado nivel de la producción. Con tales elementos puede estimarse cuánto habrá que invertir en exploración para mantener las reservas probadas en relación satisfactoria con el nivel de producción elegido (15 ó 20 años por ejemplo) y también la inversión que se requiere para hacer las perforaciones de desarrollo para asegurar aquella producción. Los demás componentes de la inversión total pueden inferirse de las partidas principales.

Lamentablemente, los datos disponibles rara vez contienen esos datos así discriminados.

El distingo entre los gastos en exploración y en producción no es siempre posible; tampoco se conoce siempre con exactitud (quizás con la notable excepción de Venezuela) la parte del aumento de reservas que corresponde a nuevos descubrimientos, revaluaciones (revisiones o extensiones).

/Otro método

Otro método, que puede aplicarse a todas las fases de la industria, se funda en hallar la relación entre las inversiones y la producción o servicios así obtenidos. Este método admite algunas variantes.

Así por ejemplo, el cuociente de la inversión bruta acumulada total en exploración y producción hasta determinado año, por la producción de crudo en ese año - admitida una producción anual creciente - da el capital que fue necesario invertir para que se alcanzara la capacidad de producción de ese año.

La inversión bruta acumulada durante cierto período, por la producción total de crudo en el mismo período, da la inversión bruta por unidad producida.

En ambos casos, el valor obtenido incluye las inversiones para el aumento de la producción y las reposiciones de capacidad anterior.

Ese último método opera con agregados generales de los diferentes factores determinantes del desarrollo de la producción y ofrece un coeficiente, a primera vista, de fácil aplicación.

Pero nótese que para aplicar la primera variante indicada más arriba, es imprescindible disponer de cifras de la inversión acumulada bien calculadas. Sólo así ella podría dar una idea bastante precisa del esfuerzo de inversión, hasta cierto punto del desarrollo resultante de la producción, y aún constituir hipótesis válida como base para prever su comportamiento futuro.

Es importante recordar que las inversiones anuales están dadas en costos históricos y monedas corrientes. De allí que las cifras, principalmente para períodos muy anteriores, tiendan a estar sub-estimadas, determinando una sub-estimación del valor actual de las inversiones acumuladas.

Además, hay que tener en cuenta los componentes transitorios de las inversiones, como son los destinados al desarrollo de los factores infra-estructurales de la producción. Su impacto puede ser bastante considerable en las fases iniciales de áreas nuevas y alejadas.

Las previsiones basadas en cifras de inversión acumuladas desde el comienzo de la producción, pueden propender a una sobre-estimación, si se trata de desarrollo relativamente reciente, pues tal inversión acumulada refleja la aplicación intensiva de capitales en la infraestructura de la producción y los gastos excesivos que se deben al relativo desconocimiento del recurso.

/La segunda

La segunda variante, basada en la capitalización por unidad producida en el período determinado, podría eliminar los inconvenientes señalados para la primera, si se eligieran períodos adecuados como patrones para la previsión de las inversiones. Pero tiene la desventaja de exigir el cálculo, siempre inseguro, del volumen total de la producción en época futura, para llegar al valor global de la inversión.

Finalmente, como otra variante del método general que se viene describiendo, puede adoptarse la relación entre inversiones brutas y aumentos en la capacidad de producción. El coeficiente obtenido representa la inversión bruta necesaria por unidad de aumento en la capacidad de producción (máximo o medio, según lo que se elija).

Tomando las inversiones brutas acumuladas en períodos intermedios y el aumento en la capacidad durante un período en relación al anterior para eliminar las fluctuaciones de corto plazo, puede disponerse de un coeficiente expurgado de las distorciones de que adolecen los obtenidos por otros métodos y sin las limitaciones implícitas en el segundo.

La hipótesis básica del procedimiento estadístico arriba descrito es que la inversión es una función lineal del nivel de producción. Sobre ésto se basa su interés como método de previsión.

Reconocemos que es una hipótesis deficiente e incompleta, pero es válida como instrumento de trabajo. Además creemos que, si se la adopta, no se le debe imputar lo esencial de las imperfecciones de que adolecerá la previsión, cuando hay tantos elementos aleatorios impuestos por la naturaleza de la exploración y condiciones de explotación del petróleo.

Por otra parte, ninguno de los métodos de previsión puede anticipar, con seguridad, las variaciones en los costos de los factores capitalizables, resultantes de fluctuaciones conjunturales o cambios tecnológicos.

Estos comentarios indican que la aplicación de coeficientes para prever las necesidades de capital en la industria petrolera, no sustituye el examen concreto de las condiciones evolutivas de aquella en cada caso particular.

En realidad, el análisis de los determinantes inmediatos del futuro desarrollo de la producción tiene que situarse en una perspectiva histórica adecuada, para que pueda rendir resultados valederos.

/En el

En el caso particular de América Latina, no fue posible reunir datos en cantidad y en calidad que permitiera un análisis profundo de la materia. En muchos casos, sólo se pudo plantear algunas interrogantes obvias y contestarlas en una forma especulativa e ilustrativa.

Las deficiencias que se comentan deben tenerse muy en cuenta. El empleo de esos procedimientos reposa sobre el supuesto optimista de que las conclusiones generales a que puedan conducir tendrán alguna validez, y que contribuyan a incrementar los conocimientos actuales sobre el tema.

Este cálculo que precede de la inversión bruta, tiene la ventaja de que permite prescindir de la estimación separada de los gastos en mantenimiento y reposición de los equipos productivos, estimación siempre difícil e incierta. Bien es cierto que puede disponerse de las partidas destinadas a esos fines de los presupuestos históricos, y que las amortizaciones físicas y tecnológicas de las instalaciones de refinación, transporte y distribución pueden preverse con un margen aceptable de error. Pero la situación es muy diferente en el campo de la producción, donde la vida de un pozo o de un yacimiento, varía entre límites muy amplios, y depende de un gran número de factores tecnológicos y económicos.

Sin embargo, en algunos casos se dispone de información precisa sobre la inversión neta (costo de una nueva refinería o de un conducto para el transporte de hidrocarburos), y puede resultar útil evaluar la necesaria reposición de la capacidad existente al año base, que se desgasta en el transcurso del tiempo y por encima de la cual se agregan las nuevas capacidades. Los gastos de capital para ese objeto suelen ser muy elevados, y pueden constituir proporciones muy considerables de la inversión bruta total, a menudo superiores a las que corresponde a las nuevas construcciones. Eso dependerá, naturalmente, del ritmo de ampliación que se hubiere seguido en períodos anteriores, y de las expansiones previstas, a cada nivel y fase de actividad: producción, refinación, etc.

/Para esta

Para esta eventualidad conviene tener en cuenta que - dentro de promedios muy generales - la vida "económico útil" de las diversas instalaciones petrolíferas podría estimarse así:[14/]

Producción	11 a 14 años	(7 a 9 por ciento anual)
Refinación	15 a 18 años	(6 a 7 por ciento anual)
Oleoductos y gasoductos	17 a 20 años	(5 a 6 por ciento anual)
Instalaciones de almacenamiento y distribución ...	20 a 25 años	(4 a 5 por ciento anual)

En resumen, teniendo en cuenta las observaciones anteriores, podrían adoptarse cuatro diferentes tipos de coeficientes al fin de proyectar las necesidades de capital para exploración y producción de petróleo, de acuerdo con las metas establecidas para la producción.

El coeficiente tipo I viene determinado por la fórmula:

$$\text{Inversión unitaria} = \frac{\text{Inversión bruta acumulada hasta el año "N"}}{\text{Producción total en ese año "N"}} \qquad (1)$$

El cuadro 15 muestra coeficientes de ese tipo, obtenidos en base a los datos de que se pudo disponer (sólo Venezuela y Brasil en América Latina).

El principal inconveniente de la aplicación de ese coeficiente, en el caso de América Latina, es la escasez y deficiencia de los datos disponibles para las inversiones acumuladas totales, suponiendo que pudieran superarse las demás dificultades señaladas anteriormente.

El coeficiente tipo II responde a la fórmula:

$$\text{Inversión unitaria} = \frac{\text{Inversión acumulada durante el período "P"}}{\text{Producción total en ese período "P"}} \qquad (2)$$

Ilustra ese tipo de coeficientes el cuadro 16.

Para la elaboración de coeficientes de ese tipo se dispone de datos para la mayoría de los países latinoamericanos, aunque para algunos sólo en forma aproximada. Pero su empleo para las proyecciones a plazos más o menos largos no es particularmente aconsejable pues exigiría el cálculo del volumen total de la producción futura, añadiendo así un nuevo factor aleatorio a las proyecciones.

14/ En su ya citada declaración, el señor Ashton estima un 9 por ciento de reposición para la producción y un 6 por ciento para las demás instalaciones.

/Cuadro 15

Cuadro 15

INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION
Coeficiente tipo I
(Dólares por metro cúbico)

Año	América Latina	Medio Oriente	Estados Unidos	Venezuela	Brasil
1947	23.0	9.0	38.2	18.0	1 780.0
1950	27.0	8.2	55.7	20.0	882.0
1955	22.0	5.0	60.6	21.0	273.0
1960	31.0	5.2	77.0	27.0	64.0
1963	32.0	5.8	92.8	24.0	82.0

/Cuadro 16

Cuadro 16

INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION

Coeficiente tipo II

(Dólares por metro cúbico)

	1946-1950	1951-1955	1956-1960	1961-1963	1946-1963
América Latina	3.1	0.7	3.2	1.9	1.9
Medio Oriente	1.6	0.2	0.5	0.6	0.6
Estados Unidos	6.7	3.5	3.7	7.1	4.8
Brasil	240.0	47.0	15.4	10.8	13.0
Colombia	...	...	...	4.7 a/	4.4 b/
Chile	...	...	...	...	8.8 c/
México	1.8	1.7	2.8	4.0	2.4
Venezuela	2.8	2.0	1.9	0.1	1.3
América latina sin Venezuela	...	...	7.9	6.8	7.0 d/

a/ 1960-1964.
b/ 1955-1964.
c/ 1961-1965.
d/ 1956-1963.

/El cuadro

El cuadro 17 presenta cálculos del coeficiente III, obtenidos por la fórmula:

$$\text{Inversión unitaria} = \frac{\text{Inversión en un año "N"}}{\text{Incremento en la producción en ese año "N"}} \quad (3)$$

A primera vista, ese coeficiente parece ser el más adecuado, pues se basa en informaciones que pueden obtenerse con relativa facilidad y dá una idea inmediata del capital necesario para crear, mantener y expandir la producción.

Sin embargo, como puede notarse en el Cuadro 16, se presentan grandes fluctuaciones con casos de coeficientes negativos. Ello obedece fundamentalmente, a que las inversiones producen efectos acumulados no detectables en plazos muy cortos, y que aumentan, en esos casos, errores o prácticas para la contabilización de los gastos de capital.

Para superar esas dificultades se presenta una modificación de la fórmula (3), en la forma siguiente:

$$\text{Inversión unitaria} = \frac{\text{Inversión en un período "P"}}{\text{Incremento en la producción en ese período "P"}} \quad (4)$$

Por las razones arriba expuestas, ese cuarto tipo de coeficiente, con todas sus limitaciones, puede considerarse como el más apropiado, y se utilizará para las proyecciones de la sección siguiente.

Recuérdese que esa decisión se ajusta a las condiciones presentes de los estudios y datos financieros relativos a la industria petrolera en América Latina, y que podría modificarse en el futuro en el caso de que se amplíe la base informativa.

En seguida se examinará en detalle la aplicación de la fórmula elegida a los datos disponibles. Pero antes conviene señalar que aunque los coeficientes calculados se pueden interpretar fácilmente por separado, sin embargo su mayor utilidad podría encontrarse eventualmente al analizarlos en conjunto.

Una conclusión de tipo general y de gran importancia, que se obtiene de la interpretación de los cuatro tipos de coeficientes, radica en que (tanto en producción como en refinación) hay que tener presente el momento o etapa en que se encuentra la actividad en estudio. De allí que cualquier predicción que se quiera hacer en materia de necesidades unitarias de capital, sería aventurada de no tenerse en consideración una serie de variables concernientes al estado de desarrollo de la producción (o refinación).

/Cuadro 17

Cuadro 17

INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACION Y PRODUCCION

Coeficiente tipo III

(Dólares por metro cúbico)

Año	América Latina	Medio Oriente	Estados Unidos	Brasil	Venezuela	México	Colombia
1947	34.0	11.3	89.5	780.0	29.0	...	...
1950	14.0	3.4	100.3	200.0	11.0	...	...
1955	23.0	4.1	152.2	84.0	17.0	...	...
1956	22.0	14.3	211.6	77.0	14.0	41.0	34.0
1957	31.0	38.9	(-)	49.0	21.0	(-)	41.2
1958	(105.0)	6.5	(-)	38.0	(37.0)	60.5	119.5
1959	51.0	14.3	192.8	60.0	30.0	81.0	37.3
1960	64.0	6.4	74 700.0	47.0	37.0	208.0	81.0
1961	64.0	13.4	471.6	61.0	36.0	78.0	(-)
1962	27.0	8.5	462.2	(248.0)	7.0	146.0	(-)
1963	86.0	4.2	300.0	170.0	47.0	130.8	50.0

/Las grandes

Las grandes fluctuaciones que se aprecian en los coeficientes calculados, especialmente los de tipo III, se deben, principalmente, a lo enunciado en el párrafo anterior y a los efectos de tipo acumulativo, que en un momento influyen más que en otro. Igualmente se debe al hecho de que inversiones realizadas en un año determinado producen su efecto posteriormente. Es así como, por ejemplo, una alta inversión realizada para aumentar la capacidad de refinación en el año "N" se expresa la puesta en operación de dicha capacidad en el año "N + 1" ó "N + 2".

Es indudable que en el campo de las inversiones petroleras, los coeficientes de producción (o refinación) calculados para un año determinado tienen una dependencia mayor del proceso acumulativo de años anteriores que del movimiento de las inversiones en ese año.

La existencia de coeficientes negativos no indican la incapacidad de las inversiones para incrementar la producción o capacidad de refinación. Por lo regular la explicación de tal fenómeno reside en razones de índole interna en cada país o en otros casos a factores de tipo externo.

La observación de los coeficientes nos indica la variación en las necesidades unitarias de capital de la industria petrolera, a medida que se pasa de la etapa inicial a la intermedia y a la madurez, y cuando aparecen las economías de gran escala.

Los coeficientes sólo indican que la inversión requerida para incrementar o reemplazar una unidad de capacidad productiva (m^3 por año) en una determinada operación o en un conjunto de operaciones integradas, fue de tanto hasta un año determinado, en un período determinado o en un año determinado. En líneas generales puede decirse que el valor absoluto de dichos coeficientes para operaciones integradas en el mundo tiende a reducirse con la adopción de nuevas técnicas de exploración y explotación, (pese a la incorporación de la plataforma submarina y la difusión de costosos métodos de recuperación secundaria) el incremento de la producción en áreas de bajos costos y el

/empleo de

empleo de supertanqueros y refinería de gran capacidad pero de mínima complejidad. Cabe también decir que existen otros elementos que operan en el sentido de incrementar las necesidades medias de inversión de la industria petrolera. En conjunto, sin embargo, la tendencia puede ser a la baja.

Los coeficientes de inversión que se obtienen, son un reflejo a corto, mediano y largo plazo de la relación capital-producto en producción. En realidad sería más representativo la relación capital-capacidad de producción, por cuanto se tendría el efecto completo de la inversión. En el caso de la relación en refinación, no se presenta esa situación, por cuanto se tomará como denominador del coeficiente la capacidad de refinación instalada.

Los coeficientes de producción para Venezuela son menores que los de América Latina en general, lo cual se justifica por las economías de escala logradas en la producción de Venezuela, que ocupa casi el 75 por ciento de América Latina, y la productividad media por pozo, que es mucho mayor en Venezuela que en cualquier país de América Latina y, en consecuencia, que en el total de la región.

La gran diferencia entre los coeficientes de producción para el Brasil con relación a Venezuela e incluso a América Latina en general, se justifica por los grandes montos de capital invertidos en exploración en dicho país, por la baja productividad de los pozos y por la baja producción.

En líneas generales, los coeficientes de producción presentan similares interrelaciones a los de refinación (véase sección 5), sin embargo es fácil apreciar que ellos son menores que aquéllos.

A continuación se hacen algunas apreciaciones relacionadas con el análisis sumario de los cuaros 14 a 16, y los que se sitúan en la Sección 5.

a) Generalmente, se entiende que la mayor participación de las inversiones en producción en Venezuela que en el Medio Oriente, se debe principalmente a la baja relación capital-capacidad productiva que existe en el Medio Oriente.

b) Las necesidades unitarias de inversión en refinación y transporte (oleoductos) en el Medio Oriente son mayores que en Venezuela, dado el atraso de su infraestructura y facilidades comunitarias.

/c) Un

c) Un alto nivel de las inversiones en refinación y transporte unido a un nivel muy bajo de producción en Europa Occidental, responden a las características de la región como gran consumidora (segunda después de Estados Unidos), producción insignificante e importadora de gran cantidad de crudo que se refina localmente.

d) A través de los coeficientes Tipo III, que reflejan la relación marginal inversión-producción, se aprecian las necesidades de capital a medida que nuevos campos y yacimientos entran en producción. Es así, como en Venezuela y Estados Unidos, a diferencia del Medio Oriente, los requerimientos de inversión se han incrementado gradualmente a causa de que la extensión y desarrollo de áreas menos prolíficas y con mayor riesgo para encontrar petróleo, han determinado una notable declinación en la producción marginal. Por otro lado, podría decirse que la situación en el Medio Oriente encuentra su explicación en el hecho de que los costos iniciales del desarrollo de las áreas petroleras fue relativamente mayor y por el contrario el desarrollo subsiguiente de la producción se ha beneficiado altamente de las economías de escala y ha requerido relativamente menores inversiones unitarias. Claro está que estas observaciones procedentes del análisis de los coeficientes a corto, mediano y largo plazo, se justifican en gran parte por el estado de desarrollo en que se encuentra la industria en cada país, la cual difiere notablemente en Estados Unidos y Venezuela con relación al Medio Oriente.

e) La magnitud de los coeficientes de inversión (principalmente en los primeros años) para Venezuela y el Medio Oriente, está íntimamente relacionada con el hecho de que la industria petrolera en esos países se ha originado en inversiones extranjeras, con la consiguiente necesidad de importación de equipo, maquinarias y otros bienes de capital, al igual que la tecnología y altos ejecutivos y profesionales que se traducen en altos costos.

f) Es importante, al hacer la comparación de los coeficientes de inversión en producción, tener presente que no se le ha dado ninguna consideración al monto o valor de las reservas descubiertas mediante

/la aplicación

la aplicación de las inversiones en referencia. Las reservas actuales del Medio Oriente equivalen a casi 20 veces las de Venezuela y a 8 veces las de Estados Unidos.

g) Con relación a los coeficientes de inversión-capacidad de refinación (véase sección 5), es importante aclarar que es un tanto difícil establecer comparaciones entre diferentes áreas, por cuanto existe una gran diferencia entre el tamaño de las plantas, su complejidad. Incluso el equipo necesario para el cracking y el reforming y otras maquinarias especializadas, difieren notablemente. Es así como, donde predominen las plantas de gran tamaño como es el caso del Medio Oriente, se requerirá menores inversiones por unidad de capacidad instalada. Además, en el caso de que las plantas y los procesos de refinación que predominan son bastante simples, como en Venezuela y el Medio Oriente donde la relación cracking y reforming al total de la capacidad es muy baja, se requerirán menores inversiones unitarias en la refinación. Dicha relación en Venezuela y el Medio Oriente no llega al 20 por ciento, en cambio en Estados Unidos es mayor del 85 por ciento. También hay que considerar que la producción de las refinerías no es afectada, o es afectada muy poco, por condiciones naturales, como es el caso en la exploración y perforación. Por último es factible suponer que aquellas áreas de refinación donde se depende de la importación de maquinarias, plantas, equipos y facilidades técnicas, tendrán un costo extra con relación a aquellas donde ello no sucede.

h) Aunque se aprecie una declinación en los coeficientes Tipo III, para una serie determinada de años, que puede ser resultado de economías en gran escala, no obstante ello cambiará de tendencia cuando se alcancen ciertos límites de producción. Indudablemente que tal situación varía de país a país.

/4. Magnitud

4. Magnitud de los coeficientes unitarios en produccion

En esta sección se hace el cálculo de los coeficientes unitarios tipo IV, que se ha decidido aplicar a la etapa de la producción (incluida la exploración). Los cuadros 18 a 26 resumen los resultados de esa operación, para todos los países en que fue posible obtener datos con suficiente cobertura.

Se observarán las grandes diferencias que existen entre países, y a veces las variaciones dentro del mismo país a lo largo de un período de años. Las primeras obedecen a condiciones naturales - a veces considerablemente diversas - que redundan en mayor o menor costo de las tareas exploratorias y de perforación y grandes diferencias en los rendimientos volumétricos por pozo o metro lineal perforado. Las segundas reflejan la existencia de etapas iniciales de la actividad dentro del período histórico que se analiza, o la incorporación de áreas nuevas en los tradicionales países petroleros.

Pese a lo que antecede, creemos que los coeficientes calculados tienen validez como instrumento para la proyección, por cuanto el grueso del aumento de la producción provendría de una extensión de yacimientos o regiones petrolíferas ya conocidas. Brasil y Colombia constituyen una excepción, con yacimientos cuyos comportamiento y costo son aún muy poco conocidos; hasta cierto punto ello es también cierto para Bolivia y acaso para el Perú.

Los coeficientes se calculan, en general, con respecto al volumen de crudo producido, y se aplicarán igualmente a las metas de crudo. Sin embargo, ellas engloban también el gas asociado, que hasta el presente forma la casi totalidad de gas natural utilizado en América Latina y que, por lo tanto, requiere pocas o ninguna inversión adicional en esa etapa.

México y en pequeña medida Argentina, donde se explotan campos de gas libre, constituyen situaciones especiales. En estos casos, cuando fue posible, se estimó separadamente la inversión necesaria para aflorar gas natural.

Hay que recordar, asimismo, que implícitamente se supone el mantenimiento del margen de reservas con respecto a la producción que caracterizó cada país en el período histórico que se analice. Si se deseare aumentar ese coeficiente, sería preciso intensificar las inversiones.

/Cuadro 18

Cuadro 18

BRASIL: INVERSION BRUTA POR m^3 DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

	A a/	B b/	C b/	D b/	E b/	F c/	G c/
	Total de inversiones en el período	Producción máxima en el período	Promedio de la producción en el período	Incremento en la producción máxima	Incremento en el promedio de la producción	$\frac{A}{D}$	$\frac{A}{E}$
1946 a 1950	28.4	54	23.8	-	-	-	-
1951 a 1955	39.9	321	170.8	267	147.0	149.4	271.4
1956 a 1960	214.6	4 708	2 745.1	4 387	2 574.3	48.9	83.3
1961 a 1965	293.6	5 678	5 461.0	970	2 715.9	302.6	108.1
1956 a d/ 1965	508.2	5 678	4 103.6	5 357	4 006.3	94.9	127.0

a/ Millones de dólares.

b/ Miles de m^3.

c/ Dólares.

d/ Comparado al decenio anterior.

/Cuadro 19

Cuadro 19

MEXICO: INVERSION POR m^3 DE INCREMENTO EN LA PRODUCCION

Período	A Inversión total en el período	B Producción máxima en el período	C Promedio de la producción en el período	D Incremento en la producción máxima	E Incremento en el promedio de la producción	F $\frac{A}{D}$	G $\frac{A}{E}$
1946 a 1950	86.2	11 747	9 621.0	-	-	-	-
1951 a 1955	112.5	14 526	12 985.2	2 779	3 364.2	40.5	33.4
1956 a 1960	228.9	17 293	15 945.0	2 767	2 959.8	82.0	77.6
1961 a[a] 1965	397.8	21 008	19 900.0	3 715	3 955.0	107.0	100.6
1956 a[b] 1965	626.7	21 008	17 922.5	6 482	6 619.4	96.5	94.7

a/ 1964 y 1965, estimado.

b/ Comparado al decenio anterior.

/Cuadro 20

Cuadro 20

VENEZUELA: INVERSIONES BRUTAS POR m^3 DE AUMENTO

	A a/	B b/	C b/	D b/	E b/	F c/	G c/
	Total de inversiones en el período	Producción máxima en el período	Promedio de la producción en el período	Incremento en la producción máxima	Incremento en el promedio de la producción	A/D	A/E
1946 a 1950	1 004.4	86 929	74 483.5	-	-	-	-
1951 a 1955	1 195.0	125 183	108 296.2	38 254	33 812.7	31.2	35.4
1956 a 1960	1 924.7	165 613	156 363.2	40 430	48 067.0	43.7	40.0
1961 a 1965	770.3	201 532	188 514.2	35 919	32 151.0	21.4	24.0
1956 a 1965 d/	2 695.0	201 532	172 438.7	76 349	81 048.8	35.6	33.3

a/ Millones de dólares.

b/ Miles de m^3.

c/ Dólares.

d/ Comparado al decenio anterior.

/Cuadro 21

Cuadro 21

COLOMBIA: INVERSION POR m^3 DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

Período	A a/ Inversión total en el período	B b/ Producción máxima en el período	C b/ Promedio de la producción	D b/ Incremento en la producción máxima	E b/ Incremento en el promedio de la producción	F c/ $\frac{A}{D}$	G c/ $\frac{A}{E}$
1955 a 1959	141.0	8 518	7 315.8	6 357	6 056.5	22.2	23.5
1960 a 1964	217.4	9 953	9 099.0	1 435	1 783.2	151.0	122.0
1955 a d/ 1964	358.4	9 953	9 371.6	3 639	4 117.6	98.5	86.5

a/ Millones de dólares.

b/ Miles de m^3.

c/ Dólares.

d/ Comparado al decenio anterior.

/Cuadro 22

Cuadro 22

CHILE: INVERSION POR m^3 DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

	A a/	B b/	C b/	D b/	E b/	F c/	G c/
Período	Inversión total en el período	Producción máxima en el período	Promedio de la producción en el período	Incremento de la producción máxima	Incremento en el promedio de la producción	$\frac{A}{D}$	$\frac{A}{E}$
1956 a 1960		1 150	861.8				
1961 a 1965	84.6	2 020	1 925.4	870	1 063.6	97.2	79.5

a/ Millones de dólares.

b/ Miles de m^3

c/ Dólares.

Cuadro 23

PERU: INVERSION POR m^3 DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

	A a/	B b/	C b/	D b/	E b/	F c/	G c/
Período	Inversión total en el período	Producción máxima en el período	Promedio de la producción en el período	Incremento en la producción máxima	Incremento en el promedio de la producción	$\frac{A}{D}$	$\frac{A}{E}$
1955 a 1959	-	3 056	2 903.8				
1960 a 1964	103.0	3 676	3 319.5	620	415.7	166.0	248.0

a/ Millones de dólares.

b/ Miles de m^3.

c/ Dólares.

/Cuadro 24

Cuadro 24

TRINIDAD: INVERSION POR m^3 DE AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

Período	A a/	B b/	C b/	D b/	E b/	F c/	G c/
	Inversión total en el período	Producción máxima en el período	Promedio de la producción en el período	Incremento en la producción máxima	Incremento en el promedio de la producción	$\frac{A}{D}$	$\frac{A}{B}$
1955 a 1959	-	6 506	5 283.8				
1960 a d/ 1964	156.0	7 900	7 484.6	1 394	2 200.8	112.0	71.0

a/ Millones de dólares.

b/ Miles de m^3.

c/ Dólares.

d/ Hasta 1963 datos de Chase Manhattan Bank; 1964 estimado.

/Cuadro 25

Cuadro 25

COEFICIENTES DE INVERSION BRUTA POR m^3 DE AUMENTO EN LA PRODUCCION

Países	US$/$m^3$
Argentina	270.0
Brasil	94.9
México	107.0
Venezuela	35.6
Bolivia	150.0
Colombia	151.0
Chile	97.2
Ecuador	200.0
Perú	166.0
Trinidad	112.0

Con los números de ese cuadro y considerando la participación de cada país en la producción total, puede estimarse en US$ 65 por metro cúbico el coeficiente para toda América Latina, y US$ 135 si no se considera Venezuela.

En el cuadro 26 se comparan los valores del cuadro 25 con algunos de los datos físicos que condicionan el monto de la inversión unitaria.

/Cuadro 26

Cuadro 26

COMPARACION ENTRE INVERSION UNITARIA Y DATOS FISICOS DE LA PRODUCCION

(Promedios en 1960-1964)

	Inversión dólares por m3 de incremento en la producción	Promedio producción /pozo m3/día	Promedio profundidad /pozo metros	Por ciento de pozos productores perforados
Argentina	270.0	7.2	1 980	...
Brasil	94.9	24.8	1 257	72
México	107.0	18.3	2 300	74
Venezuela	35.6	47.9	2 080	83
Bolivia	150.0	10.6	1 200	...
Colombia	151.0	11.4	...	...
Chile	97.2	27.7	1 850	...
Ecuador	200.0	1.0	...	...
Perú	166.0	4.1	1 250	...
Trinidad	112.0	6.3	...	...

/Finalmente, la

Finalmente, la lectura de los cuadros revela que hemos calculado dos variantes para los coeficientes unitarios. La primera se refiere a la inversión necesaria para aumentar en un metro cúbico la capacidad de producción máxima; la otra tiene relación con el aumento en la capacidad media.

Se ha elegido el coeficiente para el aumento de la capacidad máxima, por considerar que ésa es la meta y porque no se dispone de cifras reales sobre las variaciones de la producción en cada quinquenio de la proyección. Sin embargo, no cabe duda que - aún en condiciones normales de desarrollo - pueden tener lugar hechos de índole técnica que afecten la producción, impidiendo que se alcance uniformemente el nivel máximo. Además, factores externos (que obran en la demanda) pueden, por su lado, deprimir la producción real.

De esta suerte, podría parecer que el coeficiente de inversión para el aumento de la producción media, involucrando los diferentes elementos que afectan la utilización de la capacidad técnica creada, habría sido más razonable.

La situación no es, sin embargo, tan simple. Por un lado no tenemos manera alguna para justipreciar los factores que en el futuro podrían obrar sobre el rendimiento de las instalaciones de producción. Por el otro, la comparación de las respectivas columnas para países como Brasil, México y Venezuela, donde se dispone de series relativamente largas, pone de manifiesto comportamientos opuestos en Brasil y Venezuela, y fluctuante en México.

Ello podría obedecer a la irregularidad en la producción de campos nuevos en el Brasil (con rápido crecimiento de año a año y marcadas puntas dentro de cada período) y al aumento más lento y regular en Venezuela.

Es probable que el procedimiento elegido conduzca en algunos países a una subestimación del coeficiente unitario, mientras en otros tenga efectos contrarios. Sería aconsejable que antes de llegar a las cifras definitivas, en cada caso particular, se proceda a un análisis detallado del problema.

Siguen breves acotaciones a las informaciones empleadas en esta sección.

El cálculo de las inversiones para Argentina se basó en los coeficientes aplicados por CONADE, para el período 1965-1980, utilizando datos históricos.

/El cuadro

El cuadro 18 muestra el cálculo de los coeficientes para Brasil.

Los bajos índices de inversión observados para ese país, en el período 1956-1960 en relación a los otros períodos, debe corresponder, en parte, al efecto de las inversiones acumuladas hasta 1956, año en que prácticamente empezó el desarrollo de la producción. Por otro lado, en la cuenca del Recóncavo Baiano, la producción pudo expandirse rápidamente entre 1955-1960, a causa del éxito alcanzado en la identificación de nuevas reservas en áreas ya conocidas.

Durante ese período las reservas al 31 de Diciembre aumentaron a un promedio de 10 millones de metros cúbicos al año.

El promedio de la producción por pozo se mantuvo a un nivel relativamente alto, llegando hasta 42.3 metros cúbicos diarios en 1959,[15/] posiblemente exagerado con respecto a un régimen más racional de extracción.

En cambio, en el período 1961-1965, el aumento promedio de las reservas fue de solamente 2.6 millones de metros cúbicos al año; y el promedio de producción por pozo bajó, continuamente, de 38 metros cúbicos en 1961, hasta 27 en 1964.

La producción es acentuadamente irregular en los primeros períodos (110 mil metros cúbicos en 1951 y 4.7 millones en 1960), lo que hace de dudosa validez la adopción de los coeficientes encontrados para años más recientes.

Sin embargo, parece razonable elegir para la proyección el coeficiente para el incremento en la producción máxima, encontrado para el período 1956 a 1965, ya que abarca todo el esfuerzo para desarrollar la producción hasta el nivel actual.

Además, teniendo en cuenta que recién comienza el desarrollo de nuevas cuencas de producción, podría suponerse que, en el período de la proyección, las inversiones unitarias se asemejen a aquellas.

Es posible que el desarrollo de las nuevas cuencas exija inversiones más elevadas que las del Recóncavo, pero puede admitirse para el futuro un mayor rendimiento en la exploración y perforación, por unidad de capital invertido.

15/ Petrobrás, Boletín Económico e Estatístico.

/Falta información

Falta información para prever la influencia que sobre las inversiones futuras pudieran tener la intensificación de la recuperación secundaria y la exploración en la plataforma submarina.

Los coeficientes para México se han volcado en el cuadro 19.

El aumento en las exigencias de capital por unidad de aumento en la producción refleja sobre todo el notable aumento en los gastos de exploración.

El promedio de esos gastos era de US$ 0.37 por metro cúbico de nuevas reservas en el período 1951-1955; de US$ 0.50 en el 1956-1960; para elevarse a US$ 4.65 por metro cúbico en 1959-1963.[16/] Para el cálculo de esas cifras se consideran las reservas de gas natural, con base en su equivalencia térmica con el petróleo.[17/]

Para las proyecciones se adoptó el coeficiente basado en el incremento en la producción máxima, observado en el 1961-1965.

El cuadro 20 presenta el cálculo de los coeficientes para Venezuela.

La caída que se observa en los coeficientes para el período 1961-1965, se debe principalmente, a la disminución progresiva de la actividad exploratoria.

Admitiendo un nivel moderado de actividad exploratoria que acompañé al aumento de producción ya postulado, parece razonable elegir el coeficiente basado en el incremento de la producción máxima en el período 1956-1965.

Para Colombia, no se dispuso de elementos seguros que explicaran la gran diferencia que se observa en los coeficientes del cuadro 21. Sobre la base de la baja producción por pozo en ese país, se consideró razonable optar por el coeficiente para el incremento de la producción máxima en el período 1960-1964.

Para Chile, Perú y Trinidad (cuadros 22, 23 y 24), se adoptaron los únicos coeficientes para la producción máxima de que se dispone.

Se estima para Bolivia un coeficiente de US$ 150 por metro cúbico de aumento en la producción; y para Ecuador US$ 200.

En el cuadro 25 se reunieron los coeficientes elegidos para todos los países.

16/ PEMEX en cifras.

17/ 5 000 piés cúbicos = 1 bl de crudo.

/5. Inversiones

5. Inversiones en refinación y comercialización

El cuadro 27 reúne los datos sobre inversiones históricas en refinación disponibles por el momento.

Los valores para Brasil [18] fueron corregidos por las mismas razones y utilizando el mismo método que se indicó en la sección que trata de la producción.

Esos datos incluyen las inversiones en nuevas refinerías, expansiones y reposiciones.

Las cifras para Venezuela son las que publica el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.[19]

Todos los demás números proceden de las estadísticas del Chase Manhattan Bank. Las series completas para la región sólo abarcan el período 1960-1963.

Del total de las inversiones en esos años, más del 60 por ciento corresponde a 4 países - Argentina, Brasil, México y Venezuela. Pero esa participación relativa decrece en el período de 4 años, de 69 por ciento hasta el 61 por ciento.

En ese mismo cuatrienio, casi la totalidad de los países latinoamericanos comienza a realizar inversiones en refinerías.

En el cuadro 28 se han reunido los coeficientes de inversión en refinación, tipos I, II y III para América Latina, comparados a los de Estados Unidos, Medio Oriente y Europa Occidental, y separadamente para Venezuela y Brasil.[20]

18/ Las cifras en moneda nacional son de: Petróleo (diagnóstico preliminar), Ministerio de Planejamento, Brasil 1966, para PETROBRAS. Los datos para las empresas particulares se estimaron en base a datos anuales de Conjuntura Económica.

19/ Petróleo y otros datos estadísticos. Las tasas de conversión son las indicadas en la sección anterior.

20/ Sólo para estos dos países se contó con todas las informaciones indispensables para el cálculo.

/Cuadro 27

Cuadro 27

INVERSIONES BRUTAS EN REFINACION

(Millones de dólares)

	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Argentina	...	...	...	...	10.0	35.0	10.0	5.0	...	...
Brasil	16.9	17.5	34.8	54.5	66.2	47.0	44.1	41.2	38.1	31.8
México	...	...	...	...	30.0	20.0	20.0	40.0	...	...
Venezuela	75.4	86.7	56.0	39.8	12.0	9.7	8.1	6.5	17.4	6.6
Colombia	...	...	...	...	5.0	3.0	6.0	5.0	...	...
Chile	...	...	...	...	10.0	10.0	4.0	13.0	19.2	...
Ecuador	...	...	...	...	2.0	2.0	-	-	...	...
El Salvador	...	...	...	...	-	2.0	5.0	8.0	...	...
Guatemala	...	...	...	...	-	-	-	3.0	...	...
Honduras	...	...	...	...	-	-	15.0	-	...	...
Jamaica	...	...	...	...	-	-	-	1.0	...	...
Nicaragua	...	...	...	...	-	3.0	2.0	2.0	...	...
Panamá	...	...	...	...	14.0	20.0	-	2.0	...	...
Perú	...	...	...	...	2.0	11.0	1.0	2.0	...	...
Trinidad	...	...	...	...	15.0	5.0	10.0	18.0	...	...
Uruguay	...	...	...	...	5.0	10.0	-	5.0	...	...
América Latina	...	...	...	...	171.2	177.7	125.2	151.7	...	...

/Cuadro 28

Cuadro 28

COEFICIENTES DE INVERSION BRUTA EN REFINACION

(Dólares por metro cúbico diario)

Años	América Latina a/	Medio Oriente	Europa Occidental	Estados Unidos	Brasil	Venezuela
			Coeficiente tipo I			
1947	2 980	2 820	5 310	4 000	...	7 470
1950	3 610	3 240	5 500	4 510	...	9 670
1955	4 050	3 240	5 250	5 210	4 060	5 800
1960	4 230	2 860	5 400	4 840	8 450	4 480
1963	4 350	3 080	5 520	5 280	8 700	4 040
			Coeficiente tipo II			
1947-50	5 050	4 820	5 610	6 250	...	11 000
1950-55	4 910	3 230	5 060	7 400	...	2 120
1955-60	4 600	2 640	5 615	6 160	12 820	3 600
1960-63	5 000	4 430	5 740	20 170	9 200	490
1947-63	4 850	3 240	5 520	6 590	11 050	3 700
			Coeficiente tipo III			
1947	3 100	3 080	5 650	10 050	...	50 000
1950	2 530	73 500	...	69 100	...	1 990
1955	-	3 270	19 700	20 300	...	1 710
1956	5 310	(-)	4 410	5 890	...	3 170
1957	9 390	21 500	14 800	29 000	49 100	147 000
1958	2 840	2 130	4 559	9 940	6 050	1 660
1959	31 100	110 000	7 400	7 490	109 600	4 000
1960	3 360	9 360	4 210	15 100	8 070	1 300
1961	4 410	13 130	4 600	13 100	3 130	1 800
1962	3 500	1 980	9 800	(-)	...	1 440
1963	7 700	7 170	4 100	15 850	...	740

a/ Incluye a Antillas Holandesas, Honduras Británicas, Puerto Rico y Aruba y Curazao.

/A las

A las observaciones que se desprenden deben aplicarse los comentarios que se hicieron en la sección 1 cuando se habló del significado de los coeficientes en general, principalmente las notas g) y h).

Esos coeficientes fueron usados para la proyección de las necesidades de capital para atender al aumento previsto de la capacidad de refinación, interpretando y corrigiendo los datos disponibles sobre el costo unitario de inversión para refinerías (que varían con la escala de producción y según se trate de nuevas instalaciones o ampliaciones). Estos valores, que se adoptan provisionalmente, reflejan el estudio de proyectos específicos y de la literatura e informaciones pertinentes disponibles hasta el momento.

Para computar las reposiciones, hasta ahora en la mayoría de los casos, no se pudo contar con abundantes datos fidedignos, razón por la cual las cifras sólo tienen validez aproximada.

En esa forma se adoptan los siguientes valores para el costo promedio, en dólares, por metro cúbico diario de incremento a la capacidad de refinación.[21/]

Brasil	-	6 300
México	-	5 000
Venezuela	-	6 000
Chile	-	5 100
Perú	-	5 700

Para Argentina, se adoptó el coeficiente calculado por CONADE (9 500) que incluye la reposición, y para todos los demás países [22/] se calculó para el futuro un costo promedio de 8 000 dólares por metro cúbico.

En cuanto a las inversiones en reposición para otros países fuera de Argentina, pudo calcularse que para el Brasil ésta alcanzó a montos del orden del 5 por ciento anual de las inversiones originales. El valor que se indica más arriba para Argentina, tendería a comprobar el mismo dato. Por otra parte, esa hipótesis quedaría corroborada por la vida útil económica de hasta 20 años, que se señaló en la Sección 1.

21/ Estos coeficientes deberán analizarse más en detalle con los técnicos nacionales de cada país, ya que aparecen algunas discrepancias que no se pueden conciliar sólo con la información a mano.

22/ Con datos para los países centroamericanos y Paraguay.

/De modo

De modo que, a título preliminar y a la espera de cálculos más precisos y particularizados para cada país, se adoptan valores de reposición que amorticen un 5 por ciento cada año la capacidad de refinación acumulada hasta aquella fecha.

Entre otros perfeccionamientos que se podrán introducir más tarde en los cálculos, debe pensarse en eliminar aquella parte ya financiada de las inversiones realizadas hasta fines de 1964, destinadas al aumento de la capacidad de refinación hasta el nivel previsto para 1970.

Pese a todas las limitaciones de los cálculos presentados por falta de las informaciones detalladas correspondientes, se supone que los órdenes de magnitud no diferirán mucho de los que se pudieran obtener a través de análisis más precisos.

Para las inversiones en comercialización, sólo se pudo calcular el coeficiente de capital por metro cúbico de aumento en la distribución para Venezuela, en años recientes.

El coeficiente se basó en cifras históricas sobre el aumento del consumo de gasolina y diesel oil y las respectivas inversiones totales en comercialización.

Como la inversión unitaria en comercialización no debe diferir mucho de país a país del continente, el coeficiente encontrado para Venezuela (US$ 24 por metro cúbico de aumento anual en el consumo de gasolina y diesel oil sumados), fue provisionalmente adoptado para toda la región.

Este valor histórico para Venezuela no difiere mucho de los costos unitarios de nuevas instalaciones y amortizaciones que se consultaron para Chile, Venezuela, Argentina [23/] y Estados Unidos. En lugar de 24 dólares por m^3 anual se obtienen valores superiores en un 10 a 15 por ciento.

Teniendo en cuenta el desarrollo vial y las perspectivas de aumento en el consumo de los carburantes automotores, se estima que el tamaño medio de las unidades de expendio se acercan a un standard internacional.

Posteriormente, se tendrán en cuenta las inversiones que se requieren para distribuir el gas natural y licuado, para los cuales existe bastante información en algunos países. Para ello nos proponemos analizar los datos ya compilados en parte, en relación a los factores determinantes del consumo.

23/ Resultan bastante más bajas para este país.

/ De esa

De esa manera, sin duda alguna, los valores totales se elevarán considerablemente, acercándose así a las inversiones en refinerías, fenómeno similar al que se comprueba al nivel mundial. Naturalmente la gran capacidad refinadora orientada hacia la exportación de Venezuela, introduciría distorciones en esa comparación que se ha tratado de evitar.

6. Necesidades financieras totales 1965-80

El cuadro 29 ofrece una primera aproximación de la probable demanda de capital para el desarrollo de la industria petrolera latinoamericana, entre 1965-1980.

Los datos revelan un cambio notable en la estructura de las inversiones con respecto a períodos anteriores para el conjunto de países sin Venezuela. Respondiendo al gran aumento de la actividad interna, la producción pasa a representar alrededor del 75 por ciento en el período.

Con respecto a la distribución por países, se mantiene la posición del conjunto formado por Argentina, Brasil, México y Colombia, con más del 90 por ciento del total, excluído Venezuela. Se destaca el elevado volumen de inversiones en la Argentina.

En el cuadro 29 se resumen las necesidades de inversión de la industria petrolera latinoamericana en el período de las proyecciones. Se aprecia que el monto total para las etapas que fueron calculadas separadamente alcanza a unos 19 mil millones de dólares.

Se ha supuesto que la mayor parte de las inversiones necesarias para mantener y crear la capacidad de almacenamiento a que obliga el ritmo de aumento de las actividades petrolíferas, se hallan incluídas en las que se estiman para la producción, refinación y distribución. Es posible que exista un margen no cubierto por los cálculos anteriores, pero su magnitud no puede ser significativa.[24/]

A la suma anterior deben agregarse las inversiones necesarias para transportar el petróleo crudo y sus derivados y el gas natural. Para llegar a resultados fidedignos, se plantean algunos problemas metodológicos y otros de información.

24/ En México por ejemplo se sabe que las inversiones totales en almacenamiento alcanzarían en el quinquenio 1965/70 a unos 90 millones de dólares, o sea un 15 por ciento de la inversión total en ese período. Las conducciones abarcarían hasta 150 millones, 25 por ciento del total.

/Cuadro 29

Cuadro 29

AMERICA LATINA: PROYECCION DE LAS INVERSIONES BRUTAS EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

(Millones de dólares)

	1965-1970				1970-1975				1975-1980				1965-1980			
	Producción	Refinación	Comercialización	Total	Producción	Refinación	Comercialización	Total	Producción	Refinación	Comercialización	Total	Producción	Refinación	Comercialización	Total
Argentina	1 277	165	76	1 518	1 471	173	78	1 722	1 323	199	95	1 617	4 071	537	249	4 857
Brasil	669	128	81	878	712	173	101	986	950	238	132	1 320	2 331	539	314	3 184
México	422	95	65	582	439	64	64	567	460	96	65	621	1 321	255	194	1 770
Venezuela, Aruba y Curazao	785	333	29	1 147	901	344	47	1 292	1 032	362	66	1 460	2 718	1 039	142	3 899
Colombia	884	86	25	995	793	90	23	906	687	74	30	791	2 374	250	78	2 702
Chile	75	12	15	102	78	19	19	116	97	30	24	151	250	61	58	369
Perú	138	22	20	180	83	13	30	126	166	25	43	234	387	60	93	540
Bolivia	190	...	(a)	190	106	10	(a)	116	226	31	(a)	257	582	41	(a)	623
Ecuador	96	...	(a)	96	70	1	(a)	71	70	1	(a)	71	236	2	(a)	238
Otros países (b)	...	...	27	27	...	55	29	84	...	87	34	121	...	142	90	232
América Latina	4 536	841	338	5 715	4 653	942	391	5 986	5 011	1 143	489	6 643	14 270	2 926	1 218	18 414
América Latina sin Venezuela	3 751	508	309	4 568	3 752	598	344	5 694	3 979	781	423	5 183	11 552	1 887	1 076	14 515

NOTAS: (a) Los valores de este rubro se incluyeron en "Otros países".

(b) No incluye Cuba, Jamaica y Trinidad y Tobago.

/El primer

El primer tipo de problemas aparece principalmente en el sector externo, de exportación e importación de crudo y derivados. En efecto, resulta difícil - si no imposible - prever de antemano el aumento de las flotas propias dedicadas a ese comercio, y qué proporción de éste seguirá efectuándose en barcos de las principales concesionarias que operan en América Latina y el mundo, o con bodegas arrendadas.

En el primer caso, se trata de nuevas inversiones, que deben derivarse de las fuentes de financiamiento al alcance de los países latinoamericanos; en el segundo - que ocurre principalmente en los países fuertes exportadores (Venezuela, en primer término) - aquéllas recaerán en buena parte sobre los costos internacionales de las mencionadas empresas; en el tercero, desaparece la inversión para transformarse en un costo que gravará las importaciones de petróleo.

Para el transporte interno, habrá que decidir las proporciones relativas que corresponderán al cabotaje, al transporte terrestre y a las canalizaciones. Varios países latinoamericanos cuentan con flotas propias que efectúan el traslado del producto de sus regiones petrolíferas alejadas a los principales centros de refinación y consumo. Entre ellos descuellan Argentina y Brasil. Podría suponerse que se mantengan hasta 1980 las proporciones en que participan actualmente en ese movimiento. Pero eso sería desconocer la muy real posibilidad de que, con el pronunciado aumento en el volumen a producir y transportar, se presenten alternativas más económicas mediante oleoductos.

En efecto, ésta ha sido ya frecuentemente la solución que ha desplazado a los transportes ferroviarios y por camión, que permanecen sólo como soluciones marginales. Por consiguiente es en este campo de las canalizaciones donde correspondería hacer el máximo esfuerzo para calcular las obras necesarias.

Las dificultades con que tropezamos aquí fueron múltiples. En primer término, no fue posible determinar en todos los casos hasta qué punto se encuentra utilizada la capacidad de transporte ya existente en oleoductos, poliductos y gasoductos. En segundo lugar, la relativa indeterminación de las futuras zonas de producción (sobre todo en algunos países de América Latina) se traduce en igual, o mayor, incertidumbre sobre las obras necesarias

/para evacuar

para evacuar aquella producción. Finalmente, sólo pudo disponerse de datos parciales - y a veces incompletos - sobre los programas existentes en esa materia; además, en la mayoría de los casos, estos programas no pasaban del año 1970 o 1975.

Debido a las razones que se exponen más arriba, se ha preferido por ahora no introducir las inversiones en transporte dentro del cuadro 29, que resume las necesidades financieras. A título puramente preliminar y conjetural, su monto podría estimarse quizás en 2 000 ó 3 000 millones de dólares hasta 1980.

De tal suerte, el total de las inversiones que serán necesarias para cumplir el programa de desarrollo petrolero que se indica en el documento ST/ECLA/Conf.26/L.7, podrían alcanzar a unos 25 000 millones de dólares. Esa suma representaría quizás un 5 por ciento de la capitalización bruta total del período 1965/1980, proporción que no difiere sensiblemente de la que se constató para 1950/1965 (véase el documento ST/ECLA/Conf.26/L.1).

En cuanto a la contribución de insumos materiales de procedencia nacional, en el documento ST/ECLA/Conf.26/L.11, se han reunido algunos antecedentes de interés. No sería aventurado suponer que no menos del 70 al 80 por ciento de todos los gastos podrían ser de origen nacional o latinoamericano. Ese tema será estudiado más tarde con mayor detenimiento.

Las inversiones requeridas, para el período 1965-80, son cifras sin precedentes en el desarrollo de la industria en América Latina, excluida Venezuela, y requerirá para esos países la solución de problemas de envergadura.

Las condiciones de capitalización de la industria en los diferentes países son mal conocidas. En principio, haciéndose caso omiso de la distorsión más o menos acentuada que introduce en algunos países el factor inflacionario, las reservas para depreciación de la industria podrían contribuir con el 40 por ciento de las necesidades de capital.

El programa de cómo financiar el monto restante, debería basarse en un análisis detenido de las respectivas políticas de precios, reinversión de utilidades y fuentes internas y externas de préstamos a mediano y a largo plazo.

/En lo

En lo que antecede se han computado las necesidades de inversión a para mantener y desarrollar las actividades petrolíferas en América Latina hasta el año 1980. Pero, además del impacto en la capitalización y los compromisos financieros emergentes sobre el balance de pagos y en el mercado interno, como se ha visto (ST/ECLA/Conf.26/L.7) existen también ciertas necesidades de importación.

Estas quedan evaluadas, a los precios medios y condiciones imperantes en 1965 en el cuadro 30. En los años 1970 a 1975 los valores totales prácticamente se mantienen, y su incidencia en la capacidad para importar disminuirá en términos relativos. Hacia el final del período se ha supuesto un mayor crecimiento de las importaciones, que puede sin embargo resultar excesivo si en los países productores - importadores se logran mayores éxitos en la producción interna de hidrocarburos.

En el mismo cuadro 30 se incluyen las exportaciones petroleras que se consideran viables. Como ya se observó, éstas crecen mucho menos de prisa que la producción, si bien superan a las importaciones. Puede esperarse, pues, una mejora en la posición comercial neta en ese rubro del Continente.

/Cuadro 30

Cuadro 30

PROYECCIONES DEL VALOR DE LAS IMPORTACIONES(-) O EXPORTACIONES(+) NETAS DE PETROLEO Y DERIVADOS, A PRECIOS DE 1965 EN LOS AÑOS INDICADOS

(Millones de dólares)

	1970	1975	1980
Argentina (-)	90	80	100
Brasil (-)	250	230	210
Chile (-)	40	50	65
Perú (-)	20	30	50
Bolivia (+)	15	25	45
Colombia (+)	150	200	220
Venezuela (+)	2 600	3 200	3 400
Grupo países importadores no productores (-)	120	150	210
América Latina:[a]			
Importaciones	520	540	635
Exportaciones	2 765	3 425	3 665

a/ Sólo los países indicados. Los totales para toda América Latina aumentarían en cierta proporción, no muy significativa.