

E/CN.12/940

CATALOGADO

BIBLIOTECA REGIONAL ORGANIZACION MEXICO

C. 1

**LA INDUSTRIA DEL PETROLEO
EN AMERICA LATINA:
NOTAS SOBRE
SU EVOLUCION RECIENTE
Y PERSPECTIVAS**



NACIONES UNIDAS

**ALGUNAS PUBLICACIONES IMPRESAS DE LA COMISIÓN ECONÓMICA
PARA AMÉRICA LATINA**

Publicaciones periódicas	Dólares
<i>Estudio Económico de América Latina, 1968</i>	
Julio 1969	257 páginas
E/CN.12/825/Rev.1	Nº de venta: S.70.II.G.1
	3.50
<i>Estudio Económico de América Latina, 1969</i>	
Agosto 1970	444 páginas
E/CN.12/851/Rev.1	Nº de venta: S.71.II.G.1
	5.00
<i>Estudio Económico de América Latina, 1970</i>	
Agosto 1971	396 páginas
E/CN.12/868/Rev.1	Nº de venta: S.72.II.G.1
	6.00
<i>Boletín Económico de América Latina, Vol. XV, No. 1</i>	
[Problemas y políticas de selección de técnicas en América Latina, por Ignacy Sachs * El consenso latinoamericano de Viña del Mar y la política comercial * El fomento de las exportaciones en el Japón y la aplicación de esa experiencia en América Latina]	
Primer semestre de 1970	108 páginas
	Nº de venta: S.70.II.G.6
	2.00
<i>Boletín Económico de América Latina, Vol. XV, No. 2</i>	
[La energía en América Latina * La movilización de recursos internos * El terremoto del Perú]	
Segundo semestre de 1970	161 páginas
	Nº de venta: S.70.II.G.7
	3.00
<i>Boletín Económico de América Latina, Vol. XVI, No. 1</i>	
[Las empresas públicas: su significación actual y potencial en el proceso de desarrollo * Tendencias demográficas y opiniones para políticas de población en América Latina * El comercio exterior y la política comercial en los países del Caribe de habla inglesa * Actividades de la CEPAL en el aprovechamiento de los recursos hídricos en América Latina]	
Primer semestre de 1971	143 páginas
	Nº de venta: S.71.II.G.5
	3.00
<i>Boletín Económico de América Latina, Vol. XVI, No. 2</i>	
[La intermediación financiera en América Latina * Algunos problemas regionales de América Latina vinculados con la metropolización * Política agropecuaria subregional en los países signatarios del Pacto Andino]	
Segundo semestre de 1971	115 páginas
	Nº de venta: S.72.II.G.6
	2.50
<i>Boletín Económico de América Latina, Vol. XVII, No. 1</i>	
[América Latina y la Tercera UNCTAD * Problemas y políticas de productos básicos * El comercio de manufacturas y semimanufacturas * Efectos de las agrupaciones económicas de los países desarrollados * Recursos financieros para el desarrollo * La coyuntura monetaria internacional y la reforma del sistema]	
Primer semestre de 1972	128 páginas
	Nº de venta: S.72.II.G.6
	3.00
<i>Boletín Económico de América Latina, Vol. XVII, No. 2</i>	
[La organización consultiva marítima intergubernamental * Estudio sobre la clasificación económica y social de los países de América Latina]	
Segundo semestre de 1972	89 páginas
	Nº de venta: S.72.II.G.7
	2.00

LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

BIBLIOTECA FLORES MAGIS MEXICO

**LA INDUSTRIA DEL PETROLEO
EN AMERICA LATINA:
NOTAS SOBRE
SU EVOLUCION RECIENTE
Y PERSPECTIVAS**



NACIONES UNIDAS

Nueva York, 1973

E/CN.12/940
Diciembre de 1972

NOTAS

Las firmas de los documentos de las Naciones Unidas se componen de letras mayúsculas y cifras. La simple mención de una de tales firmas indica que se hace referencia a un documento de las Naciones Unidas.

Las denominaciones empleadas en esta publicación y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, de parte de la Secretaría de las Naciones Unidas, juicio alguno sobre la condición jurídica de ninguno de los países o territorios citados o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras.

PUBLICACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
No. de venta: S.73.ILG.2

Precio: \$4.50 dólares (o su equivalente en otras monedas)

INDICE

	<i>Página</i>
Nota de la Secretaría	1
Introducción	3
Capítulo I. CONSUMO Y ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS	8
A. <i>Evolución reciente</i>	8
1. Los hidrocarburos y el consumo de energía comercial	8
2. Evolución del consumo de los principales derivados del petróleo y del gas natural por países	11
3. Estructura del consumo bruto de hidrocarburos	13
4. El consumo de hidrocarburos por sectores de actividad económica	15
5. El proceso de sustitución entre fuentes de energía	17
6. La estructura de la refinación del petróleo	19
7. Evolución del abastecimiento	21
8. Evolución del comercio exterior intrarregional y extrarregional: Incidencia en la balanza comercial	23
B. <i>Perspectivas para 1971-1980</i>	27
1. Proyecciones del consumo interno	27
2. Proyección de la producción de crudo	27
3. Balance volumétrico proyectado de producción y consumo	28
Capítulo II. INVERSIONES EN LA INDUSTRIA	29
A. <i>Evolución reciente</i>	29
1. Participación de América Latina en las inversiones mundiales	30
2. Distribución de las inversiones por sectores	31
3. Inversiones en producción	32
4. Inversiones en refinerías	34
5. Inversiones en transporte y comercialización	35
6. Inversiones para la utilización del gas natural	36
7. Las inversiones extranjeras	37
B. <i>Perspectivas para 1971-1980</i>	39
1. Inversiones unitarias	39
2. Previsión de las inversiones, 1971-1980	40
Capítulo III. PRECIOS DE CRUDOS Y DERIVADOS	42
A. <i>Mercados internacionales</i>	42
1. La evolución de los precios dentro de la actual estructura de la industria petrolera mundial	42
2. El desarrollo de los sistemas de precios cotizados, desde la preguerra hasta 1970	43
3. Precios realizados <i>versus</i> precios cotizados	47
4. Tarifas de transporte y precios <i>cif</i>	47
5. Algunas observaciones sobre las tendencias futuras de los precios de exportación e importación del petróleo	54
B. <i>Los precios de los derivados de petróleo en los mercados nacionales</i>	56
1. Generalidades y bases del análisis	56
2. Los efectos del precio sobre la oferta y la demanda	62

	<i>Página</i>
Capítulo IV. LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS	67
1. Generalidades	67
2. Situación actual y perspectivas de la producción y de las reservas de hidrocarburos	68
3. Actividades exploratorias	75
4. Política de conservación de los hidrocarburos	77
Capítulo V. TENDENCIAS DE LAS POLÍTICAS PETROLERAS DE AMÉRICA LATINA	79
1. Aspectos generales	79
2. Reseña de las principales características de las políticas petroleras	94
3. Estructura jurídica e institucional	98
4. Régimen de exploración	99
5. Régimen de explotación	100
6. Tributación y reparto de beneficios	101
7. Instituciones estatales de carácter empresarial	103
8. Estructura administrativa	111
ANEXO ESTADÍSTICO	126

Símbolos empleados

Tres puntos (...) indican que los datos faltan o no constan por separado.
 La raya (—) indica que la cantidad es nula o mínima.
 Un espacio en blanco () en un cuadro significa que el artículo no es aplicable.
 El punto (.) se usa para indicar decimales.
 Un espacio se usa para separar los millares y los millones (3 123 425).
 El uso de un guión en fechas de años (1948-1953) indica normalmente un promedio del período completo de años civiles que cubre los años inicial y final; cuando se trata de tasas de crecimiento, éstas se refieren al porcentaje acumulativo anual entre los años extremos del período indicado.
 La diagonal (/) indica un año agrícola o fiscal (por ejemplo 1955/1956).
 El término "tonelada" se refiere a toneladas métricas, y "dólares" al dólar de los Estados Unidos, a no ser que se indique otra cosa.
 Debido a que a veces se redondean las cifras, los datos parciales y los porcentajes presentados en los cuadros no siempre suman el total correspondiente.
 La contracción *cif* (cost including freight) indica el costo de una mercancía en puerto de destino, incluyendo el costo del transporte y el del seguro.
 La contracción *fob* (freight on board) indica el costo de una mercancía en el puerto de embarque, excluido el costo del transporte y el del seguro.
 Las iniciales "CEPAL" se refieren a la Comisión Económica para América Latina.

Equivalencias

1 metro cúbico = 6.2898 barriles americanos.
 1 barril mexicano = 0.15899 metros cúbicos.
 1 metro cúbico = 35.315 pies cúbicos.
 1 pie cúbico = 0.028317 metros cúbicos.

Nota de la Secretaría

El presente examen de la industria petrolera en América Latina responde a una antigua preocupación de las Naciones Unidas. En efecto, en reiteradas oportunidades este organismo ha reconocido la importancia de que los países en desarrollo aprovechen sus recursos naturales y se valgan de la energía inanimada para multiplicar su capacidad de producción y elevar sus niveles de vida. En las estrategias internacionales para el primero y el segundo decenios de las Naciones Unidas para el desarrollo se señalan acciones conducentes al cumplimiento de tales objetivos.

Por su parte, la Comisión Económica para América Latina ya en 1955 aprobó una resolución¹ en que recomendaba a la secretaría proseguir el estudio sobre la disponibilidad, utilización y necesidades actuales y futuras de las fuentes de energía, nuevas y tradicionales. A esa recomendación siguieron otras posteriores² sobre el aprovechamiento de los recursos naturales.

En el cumplimiento de tales mandatos, la CEPAL entre otras labores, organizó en 1967, conjuntamente con la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la División de Recursos y Transporte de las Naciones Unidas, un Seminario sobre la Industria del Petróleo en América Latina, con el objeto de promover un intercambio de ideas. Se presentaron once documentos, que, a la luz de las discusiones del Seminario, dieron la pauta para la elaboración posterior del presente estudio.

Previéndose que en el actual decenio se consumirá en el mundo tanto petróleo como en toda la historia anterior de la industria, con las consecuencias inherentes sobre las necesidades de financiamiento, las reservas disponibles y la preservación del medio ambiente, la secretaría de la CEPAL desea contribuir con la publicación de este estudio al conocimiento del papel que representan actualmente los hidrocarburos en la economía de América Latina y sus posibles perspectivas en los próximos años. Este trabajo sólo debe ser considerado como un examen preliminar frente a la complejidad del tema y a la limitación que representa analizarlo únicamente a base de las informaciones de conocimiento público.

El trabajo se prolongó más de lo originalmente previsto y en él participaron distinguidos profesionales. La revisión final de esta versión estuvo a cargo del señor Fernando Salas, que fue gerente general durante veinte años de la Empresa Nacional del Petróleo de Chile, y Profesor de Tecnología del Petróleo en la Escuela de Ingeniería de la Universidad de Chile.

¹ Resolución 99 (VI) del 15 de septiembre de 1955.

² Resoluciones 239 (X) del 16 de mayo de 1963 y 302 (XIV) del 5 de mayo de 1971.

INTRODUCCIÓN

La importancia del petróleo en América Latina radica no sólo en que es el principal insumo de la energía comercial¹ en todos los países sino también en que es la principal materia prima que se produce y exporta en la región.

El petróleo y el gas natural proporcionan aproximadamente las ocho décimas partes de la energía comercial que necesita América Latina, y más de las seis décimas partes de la energía inanimada que la región requiere.² El predominio del petróleo en las economías latinoamericanas se observa desde hace bastante tiempo. En 1950, por ejemplo, cuando el petróleo proporcionaba la tercera y la décima parte de la energía comercial que necesitaban, respectivamente, los Estados Unidos y Europa occidental, originaba ya las siete décimas partes de la que necesitaba América Latina. Esta marcada y temprana dependencia del petróleo en la región tuvo diversas causas, entre las que puede indicarse la facilidad de comprar crudos y derivados del petróleo en lugar de invertir cuantiosos capitales en desarrollar otras fuentes de energía, como la hidroelectricidad o el carbón que es escaso en la mayor parte de los países de la región. Además, la industrialización de América Latina se inició cuando la actividad petrolera se expandía; a comienzos de este siglo, tres países habían iniciado la producción de hidrocarburos: el Perú, México y la Argentina, y hacia 1950 diez eran productores, nueve de ellos en América del Sur.

En 1969 las reservas comprobadas de petróleo crudo en la región se estimaban en 23 000 millones de barriles, aproximadamente 12 veces la producción regional de crudo en ese año. Estas reservas (de las cuales 15 000 millones de barriles se hallaban en Venezuela), constituían aproximadamente 4.5% de las reservas comprobadas de crudo en el mundo, valor inferior al correspondiente de 1960, que se aproximaba al 9%. Los demás países de la región que disponen también de importantes yacimientos, con reservas probadas, son México (3 200 millones de barriles), la Argentina (1 600 millones), Colombia, el Brasil y también el Ecuador considerando los nuevos descubrimientos en la región nororiental en este último país (cerca de 1 000 millones de barriles cada uno).

Las reservas de gas natural en América Latina se caracterizan por encontrarse principalmente asociadas al petróleo. En 1969 las reservas comprobadas de gas na-

tural en la región se estimaban en 2 000 billones de metros cúbicos, es decir, cerca de 33 veces el nivel de la producción neta de gas natural (producción total menos reinyección). La mayor parte de estas reservas se hallaban en Venezuela (38%), México (16%), Argentina (11%) y Bolivia (7%).

Se dispone de poca información sobre la magnitud de las reservas de petróleo contenidas en los depósitos de arenas y lutitas bituminosas en América Latina. El único depósito importante de arena bituminosa que se ha descubierto se encuentra en Venezuela. Se cree que contiene alrededor de 200 000 millones de barriles de petróleo, de los cuales sólo una fracción es recuperable. Los mayores depósitos conocidos de lutitas bituminosas se hallan en el Brasil. Se estima que ellos contienen cerca de 800 billones de barriles de petróleo.

Entre 1959 y 1969, el consumo de energía comercial en América Latina creció a una tasa media anual de 6.5%, para alcanzar aproximadamente los 150 millones de toneladas equivalentes de petróleo en ese último año. Del incremento de 70 millones de toneladas equivalentes de petróleo que experimentó el consumo durante este período, correspondió 60% a derivados, 24% a gas natural, 14% a hidroelectricidad y 2% a carbón. En 1969 los productos de petróleo refinados y el gas natural proporcionaron 64% y 16%, respectivamente, de la energía comercial consumida por América Latina.

El consumo de gas natural en la región crece más rápidamente, en términos relativos, que el del petróleo. Como el costo de su transporte por unidad de energía es más alto que el de los combustibles líquidos, su comercialización requiere centros de consumo relativamente grandes para justificar el tendido económico de gaseoductos; por eso las pérdidas, es decir, los volúmenes quemados libremente en la atmósfera siguen siendo muy considerables con el daño consiguiente a la conservación del recurso y a la contaminación ambiental. Su empleo está en la actualidad más concentrado geográficamente que el del petróleo, ya que seis países utilizaron casi todo el gas natural que se ocupó en la región. En algunos de estos países la participación del gas natural en el balance interno de energía comercial en 1969 fue relativamente alta: 50% en Venezuela,³ 48% en Trinidad y Tabago², 30% en México y 20% en la Argentina, incluido el consumo de la industria petrolera.

El gas natural también tiene un interés grande y creciente como base de diversas industrias químicas (petroquímica). Dado que en ellas es importante la economía de escala, los procesos de integración regionales que están en curso abren esta perspectiva; por ejemplo, el desarrollo de una industria regional de fertilizantes puede ampliar su consumo.

La participación del petróleo en los balances de energía comercial de la mayoría de los países latinoameri-

¹ Carbón, derivados del petróleo, gas natural e hidroelectricidad.

² Las diferentes fuentes se comparan por su contenido de energía. La unidad que aquí se emplea es la tonelada equivalente de petróleo (10 700 000 kCal), por ser este combustible el que contribuye más al abastecimiento de energía de América Latina. La hidroelectricidad se mide por la cantidad de combustible que habría sido necesario utilizar en las centrales térmicas de la región para producir esa misma cantidad de energía eléctrica. Como el promedio de la eficiencia de éstas mejora con el transcurso del tiempo, el incremento anual relativo así medido (%) resulta inferior al calculado directamente por el número de kWh producidos.

³ Incluido el consumo de las naves.

canos es mucho más alta que la del gas. Por ejemplo, en 1969 el petróleo fue el único insumo de la energía comercial de Haití y la Guayana Francesa. Los siete principales países consumidores de petróleo en América Latina (Brasil, México, Argentina, Venezuela, Colombia, Perú y Chile), dependieron de él para más de la mitad de su abastecimiento de energía comercial ese año. Considerados conjuntamente esos siete países absorbieron aproximadamente el 82% del consumo regional de petróleo, y la dependencia del petróleo en ellos fluctuó entre un mínimo de 58% en Chile, hasta un máximo de 77% en el Perú.

Entre 1960 y 1969, el consumo de los principales derivados del petróleo en la región aumentó a una tasa media anual aproximada de 5.8%.⁴ Durante ese período, los países que más contribuyeron a elevar en 34 millones de toneladas de petróleo equivalente el consumo de combustibles líquidos en América Latina, fueron: el Brasil (29%), México (21%), la Argentina (20%) y Venezuela (6%).

El consumo por habitante de derivados del petróleo y gas natural en 1969, era en promedio para la región de 440 kg anuales de equivalente de petróleo, con grandes variaciones en los diversos países, correspondiendo los más altos a Venezuela (1 490), Argentina (1 010) y México (620) y los menores a Bolivia (104), Paraguay (81) y Haití (23).⁵ Estos consumos guardan relación con el producto interno de los diversos países y el consumo medio de la región alcanza a 0.92 kg por dólar de producto interno bruto, al costo de factores (en dólares de 1960), correspondiendo los mayores consumos por dólar a Venezuela (1.82) y la Argentina (1.12) y los menores, al Paraguay (0.30) y Haití (0.29).

Entre los años 1960 y 1969 el consumo medio de derivados por habitante aumentó de 326 a 440 kg anuales y el consumo por dólar de producto interno bruto al costo de factores, de 0.84 a 0.92 kg.

El transporte y la industria han sido los principales promotores del consumo de productos de petróleo refinados y de gas natural en la América Latina de postguerra. La importancia de estos sectores productivos se refleja en el consumo de los productos derivados del petróleo que ellos necesitan: gasolina, y petróleo diesel para el transporte (motores de combustión interna) y fuel oil para la industria. Entre 1945 y 1969 estos tres combustibles absorbieron 31%, 24% y 30%, respectivamente, del incremento del consumo de productos refinados en América Latina. La casi totalidad de los 22 millones de toneladas de petróleo equivalentes en que creció el consumo de gas natural en 1945-1969 los absorbió la industria y la producción de electricidad.

El proceso de sustitución de combustibles que acrecentó el consumo de petróleo y gas en la región después de la segunda guerra mundial, ha sido muy complejo. Sin embargo, sus rasgos principales se observan con relativa claridad. En la industria, el gas natural ha sustituido al fuel oil, y estos dos combustibles han sustituido al car-

bón, y en menor grado, a la leña. En el sector del transporte, algunos vehículos a gasolina han sido sustituidos por vehículos diesel. Muchas de las locomotoras a carbón han sido reemplazadas por locomotoras diesel. El combustible para jet (queroseno) ha estado desplazando a la gasolina de aviación a medida que las flotas de aviones a reacción van sustituyendo a las correspondientes a hélice y los automotores han desplazado el uso de bicicletas, carretas a tracción animal y otros vehículos similares. En la iluminación de los hogares, la electricidad ha sustituido al queroseno; y en la calefacción y la cocina, la leña, el queroseno y el fuel oil van siendo desplazados cada vez más por los gases, natural y licuado. En el suministro de energía eléctrica, el fuel oil y, en menor grado, el gas natural, tienden a desplazar cada vez más al carbón y la leña.

Este incremento del consumo de petróleo se ha acompañado de grandes cambios en la estructura del abastecimiento regional de crudos y derivados.

En los comienzos de la postguerra los países latinoamericanos con déficit de petróleo importaban productos refinados para satisfacer la mayor parte de su consumo interno y, con excepción de la Argentina y el Uruguay, disponían de refinerías capaces de abastecer sólo una pequeña parte de sus necesidades de derivados.

Desde 1950 en adelante, esos países importadores de derivados han hecho fuertes inversiones en refinerías con el fin de reducir el costo de sus adquisiciones en el exterior, aprovechando las diferencias de precio entre el crudo y los productos refinados y entre los respectivos costos de transporte, que justificaban esas inversiones. Así, la importación de productos derivados tiende a desaparecer y crece el mercado internacional del petróleo crudo.

Simultáneamente, se intensifica la exploración en casi todos los países con posibilidades petroleras, procurando acercarse a la autosuficiencia y esto también exige disponer de instalaciones adecuadas para refinar los crudos nacionales y satisfacer el consumo interno.

Los países exportadores de petróleo, especialmente Venezuela, también aumentan su capacidad de refinación para abastecer mercados externos, en gran parte extrarregionales.

Entre 1950 y 1969 la capacidad de las refinerías de la región crece de 781 000 a 3 895 000 barriles diarios —más de 17% anual— y casi la mitad de este aumento corresponde a países que en 1950 eran importadores de derivados.

El reemplazo de las importaciones de derivados por importaciones de petróleo crudo y el gran volumen alcanzado por estas últimas en algunos países, produce cambios en las fuentes de abastecimiento. Los países exportadores de América Latina, especialmente Venezuela, Colombia y Bolivia (en los últimos años) deben competir con los petróleos provenientes del Medio Oriente, de África, y de algunos países socialistas, que han aumentado su participación en el abastecimiento de la región hasta alcanzar al 50% del total. Los bajos fletes desde el Medio Oriente a Brasil, Uruguay, Argentina y Chile, que se han hecho posibles con los supertanqueros, incrementan apreciablemente la capacidad de competencia de esos crudos en la región porque por sus bajos costos de pro-

⁴ Si se excluyen Cuba, Jamaica, Trinidad y Tabago y Guyana, países para los que se dispone de escasa información, este valor baja (5.5%).

⁵ El promedio mundial fue de 670 kg/habitante para ese año, pero si se excluye a los Estados Unidos, fue sólo de 370 kg/habitante.

ducción tienen menores precios en los puertos de embarque.

La producción de petróleo crudo en América Latina ha aumentado al 3.4% y acumulativo anual (1960-1969) pero su participación en el panorama mundial se ha deteriorado bajando del 18% en 1960 a poco más del 12% en 1969, por el crecimiento más rápido de las áreas competidoras.

América Latina en conjunto aparece en el comercio exterior como exportadora neta de crudos y derivados gracias al papel preponderante que desempeña Venezuela en este aspecto (85% del total). Lamentablemente, su participación en los mercados internacionales de crudos y refinados se ha hecho más difícil durante el último decenio; así, mientras en 1960 más de un tercio de los correspondientes volúmenes transados procedía de Venezuela, en 1969 había bajado como a un décimo. Las importaciones netas de crudo casi se han triplicado en el mismo período, destacando por su volumen las correspondientes al Brasil (cerca de un tercio del total).

Mientras el valor *job* de las exportaciones latinoamericanas se aproxima a 3 000 millones de dólares, el de las correspondientes importaciones *cif* se acerca a los 600 millones (1969).

Entre 1955 y 1969 la inversión neta en la industria petrolera latinoamericana aumentó de 2 800 a 8 500 millones de dólares. Alrededor del 40% de este incremento se invirtió en exploración y producción y 20% en refinación. Las inversiones en el año 1969 alcanzaron a unos 1 450 millones de dólares, de los cuales el 35% lo aportaron empresas de los Estados Unidos.

Las previsiones de producción y consumo, así como de las inversiones conexas son sólo primeras aproximaciones. El estudio se hizo país por país para las estimaciones de producción y de consumo.

Entre los países de la región, el Ecuador mostrará en el futuro próximo el más rápido cambio de posición de importador a exportador y pasará a ser el segundo exportador de América Latina a partir del año 1973.⁶

Los consumos totales de la región en 1980, expresados en términos del petróleo crudo necesario para obtener los derivados combustibles y no combustibles, alcanzarían, según estimaciones preliminares, a unos 220 millones de metros cúbicos, en comparación con una cifra análoga de 120 millones en 1969, o sea un crecimiento anual similar al del decenio 1960-1969.

Tales previsiones de producción inducen a estimar las inversiones correspondientes en más de 18 000 millones de dólares durante el período 1971 a 1980.

Los precios internacionales de los crudos han evolucionado como un sistema referido a determinados "precios-base". En él, el precio pagado por cualquier comprador corresponde al vigente en el punto base, más el costo de transporte desde allí hasta el lugar de consumo, independientemente del origen del crudo.

Hasta la Segunda Guerra Mundial el punto base fue el Golfo de México (preponderancia en la producción de

Estados Unidos, México y Venezuela y en el consumo del primer país). En 1945 se constituyó adicionalmente otro en el Golfo Pérsico con precios *job* prácticamente iguales a los del primero, estableciéndose a través de los precios de transporte las áreas geográficas de abastecimiento preferentemente con crudos de uno y otro origen. Posteriormente, desiguales fluctuaciones de precios ampliaron las áreas competitivas para los crudos del Medio Oriente y surgieron las publicaciones de precios cotizados (referencia para que las compañías petroleras paguen a los países exportadores las regalías e impuestos). Posteriormente, se constituyeron otros puntos base, tales como uno en el Oriente para los crudos de Indonesia, y otros en el Mediterráneo para los crudos del Golfo Pérsico transportados por oleoductos y para los de Argelia y Libia.

La pronunciada reducción de precios acaecida en la reordenación de los mercados después de la crisis de Suez (1957), contribuyó a la creación de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo —OPEP— para proteger sus intereses (1960).

Dos factores influyeron sobre la situación de competencia establecida a base de los precios cotizados; una fue la baja progresiva de las tarifas de transporte por tanquero (economías de escala) y la otra el otorgamiento de descuentos importantes sobre los precios cotizados (precios realizados) como expresión de los reducidos costos de producción en los países del Golfo Pérsico.

El examen de los niveles y de la estructura de precios de los hidrocarburos en los países de la región, sugiere la conveniencia de revisar con un enfoque crítico constructivo los sistemas empleados para establecerlos.

Surge la necesidad de fijar tales precios no aisladamente, sino considerando todas las interrelaciones entre las distintas formas de la energía (electricidad, carbón, gas, etc.) de modo que la estructura del consumo que la demanda pública configure por la suma de decisiones independientes, sea viable y económicamente racional para el país. El objetivo sería conjugar el interés de la economía general, con el de las empresas de abastecimiento correspondientes, y el de los consumidores.

Por diversas razones, el Estado desempeña un papel esencial en el sector petrolero de la mayoría de los países latinoamericanos. Las grandes necesidades de capital y la complejidad técnica de la industria, junto con el carácter integrado y el poder económico de las compañías petroleras internacionales que tratan de penetrar en los mercados latinoamericanos, han constituido por mucho tiempo obstáculos formidables para la acción del escaso capital privado interno, en este sector. En general, se ha considerado en los distintos países que el Estado es la única entidad capaz de enfrentar con éxito la complejidad de los problemas que rodean la actividad petrolera, al margen de las grandes empresas. Estas, con la sola excepción de dos casos, han sido las iniciadoras de la actividad petrolera en los países productores de América Latina, con miras a la exportación principalmente.

El hecho de que el petróleo es indispensable, especialmente para los países más industrializados, la consiguiente necesidad de incrementar su producción en los países que poseen reservas de importancia, el carácter no reno-

⁶ Mientras se revisaba este documento para su publicación, se anunciaba el descubrimiento de importantes yacimientos de petróleo en la región nororiental del Perú.

vable de este recurso natural, la importancia de los ingresos petroleros para los países productores, son algunos de los elementos que enfrentados a las modalidades de acción de las empresas de iniciativa privada, movidas primordialmente por el deseo de lucro, han creado tensiones de diversa magnitud y complejidad, en diferentes oportunidades.

La historia de la intervención estatal en la industria petrolera de la región es casi imposible de resumir ordenadamente. Las modalidades del control estatal han sido diversas y varían de un país a otro y aun dentro de cada país. En cinco ocasiones se ha nacionalizado la industria petrolera privada siempre con el propósito de controlar el mercado interno, no el mercado de exportación: en Bolivia (1937 y 1969), en México (1938), en Cuba (1960) y en el Perú (1968). Sin embargo, la tendencia más generalizada ha sido la de crear compañías petroleras estatales. Estas compañías se han establecido en todos los países latinoamericanos productores de petróleo, como medio de aplicar determinadas políticas petroleras.

Las empresas petroleras estatales difieren mucho en alcance operacional y poder económico. En México, Chile y el Uruguay se crearon monopolios estatales para la exploración, la producción y la refinación petrolera. México también reserva al Estado el control del transporte, la distribución y el comercio exterior del petróleo y de los productos del petróleo, en tanto que el Uruguay mantiene un efectivo monopolio sobre este último. El Gobierno del Brasil monopoliza la exploración y la producción de petróleo, pero no su refinación ni distribución. En Argentina, Brasil, Colombia, Perú y Uruguay las compañías petroleras estatales están exentas de impuestos. En Argentina, Colombia y Venezuela el Estado no tiene el monopolio legal de ninguna función básica de la industria petrolera nacional.

Las mayores empresas petroleras estatales de América Latina y a la vez mayores empresas petroleras en sus propios países, son PEMEX (México), PETROBRAS (Brasil) e YPF (Argentina). De estas empresas PEMEX es la única autosuficiente, pero las tres están bien financiadas, abastecen a una gran proporción del mercado y actúan en todos los segmentos de la industria petrolera nacional. En los países que no producen petróleo o que importan grandes cantidades (como Uruguay, Cuba, Colombia y Venezuela) las empresas petroleras estatales tienden a acentuar la refinación y la comercialización. Pero aun en países que tienen el monopolio de la oferta nacional de crudos, se puede autorizar a firmas extranjeras para refinar y distribuir petróleo, como sucede en el Brasil y en Chile. En América Latina en su conjunto, las compañías extranjeras controlaban en 1963-1965 aproximadamente 84% de la producción de crudo, 50% de la capacidad de refinación, 51% de las ventas finales de productos de petróleo refinados y casi todas las exportaciones de petróleo.

Las condiciones en que se ha desenvuelto la industria del petróleo en el período en que se ha preparado y revisado este estudio han sido muy anormales. Acontecimientos recientes han producido alteraciones fundamentales en las tendencias que se observaban en los últimos decenios.

Hasta 1970, existía una relativa abundancia en la oferta de hidrocarburos, petróleo y gas, reflejada en la tendencia decreciente de los precios; los descubrimientos de importantes nuevas reservas en diversos países, especialmente en la plataforma continental, en Alaska, en el Mar del Norte, en África, en el Medio Oriente y al este de la Cordillera de los Andes, mostraban un panorama aparentemente favorable para el abastecimiento de las necesidades de energía. Sin embargo, el crecimiento del consumo ha sido superior al esperado, y se puede prever que en el decenio de 1970-1980 se consumirá en el mundo tanto petróleo como en toda la historia anterior de la industria; el desarrollo de la energía nuclear ha sido bastante más lento que lo previsto, la utilización de las importantes reservas de Alaska ha demostrado más de lo que podía anticiparse.

Los mayores exportadores: Medio Oriente, África y Venezuela, han tomado plena conciencia de la importancia de sus reservas de petróleo y de gas y han buscado y obtenido, por diversos medios, alzas muy importantes en los niveles de tributación que afectan a las empresas operadoras; han acordado con ellas (Teherán 1971) alzas anuales futuras y persiguen una participación, cada vez mayor, no sólo en los beneficios de las empresas que operan en esos países, sino en la administración y control de la industria, incluidos la producción, el transporte y la comercialización.

Como consecuencia de los hechos anotados, el petróleo crudo, el gas y los derivados, han alcanzado en 1971 precios sin precedentes y puede anticiparse que la tendencia futura será hacia mayores aumentos.

Los países que son grandes exportadores de petróleo, cuya vida y desarrollo están íntimamente ligados a su producción petrolera, miran con preocupación las crecientes cantidades extraídas de sus reservas no renovables y desean que sus ingresos provengan de mayores precios más que de mayores volúmenes.

Los países importadores, por otra parte, desean la mayor seguridad en el abastecimiento de combustibles y ven con preocupación que las fuentes más importantes no les ofrecen esa seguridad. A Europa occidental y al Japón se ha sumado Estados Unidos como gran importador de petróleo y próximamente de gas, y esos países deberán revisar sus políticas tradicionales y recurrir, además, a otras fuentes de energía onerosas, como la exploración y producción de petróleo submarino a mayores profundidades, el aprovechamiento de lutitas bituminosas y aun volver a la utilización en gran escala de los depósitos de carbón, directamente o gasificado.

Además, en todos los países y particularmente en los de mayor desarrollo, se presta cada vez mayor atención a los problemas de preservación del medio ambiente, circunstancia que afecta el consumo de energía y sobre todo encarece el transporte y procesamiento de los hidrocarburos y el carbón.

No es aventurado decir que la época de la energía abundante y a bajo precio está acercándose a su término y que la investigación científica y tecnológica se orientará hacia el mejor aprovechamiento de la energía disponible, y la utilización de nuevas fuentes de energía será preocupación primordial en los próximos decenios.

Todo lo anterior se aplica, en mayor o menor grado, a América Latina y puede afectar los programas de exploración y de explotación, las estimaciones de consumo y la estructura de él, no sólo entre los diversos hidrocarburos,

sino en relación con otras fuentes energéticas alternativas. Pueden, asimismo, cambiar profundamente las corrientes del comercio internacional de combustibles y alterar grandemente los programas de inversión.

Capítulo I

CONSUMO Y ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS

A. EVOLUCIÓN RECIENTE

1. Los hidrocarburos y el consumo de energía comercial

La participación relativa del petróleo en el consumo de energía comercial en el mundo se ha ido incrementando paulatinamente a partir de la segunda mitad del siglo XIX. Desde 2% en 1880, sube al 11% en 1920 y al 20% en 1940, como consecuencia de la difusión de su uso en prácticamente todos los sectores de la actividad económica, provocada por los avances tecnológicos y la creciente oferta a precios atrayentes.

Después de la segunda guerra mundial el proceso de sustitución del carbón, fundamentalmente en las industrias de los países desarrollados, lleva al petróleo, sin considerar el gas natural, del 24% en 1950 al 30% en 1960 y a cerca del 40% en 1969, superando a los combustibles sólidos como fuente principal de energía primaria consumida (véase el cuadro 1). El gas natural cuya participación alcanza en 1969 a casi el 20% del total de energía comercial, también contribuye al desplazamiento del carbón mineral. Así en ese año, los hidrocarburos en conjunto sobrepasan el 57% de la energía comercial total consumida en el mundo.

La estructura de estos consumos en América Latina ha sido distinta a la del resto del mundo (véase el cuadro 2). Aquí el carbón ha desempeñado un papel relativamente poco importante. Ello obedece no solamente a que pocos países latinoamericanos poseen yacimientos económicos y de buena calidad, sino también a que el consumo en gran escala de las industrias y de las grandes áreas urbanas se inició en una época en que predominaba ya el empleo de hidrocarburos, que abundan en la región.

Por razones de precio, eficiencia, transporte y comodidad, el carbón viene siendo desplazado aceleradamente

aun de sus usos tradicionales en la región (locomoción ferroviaria, plantas termoeléctricas y, en menor escala, aplicaciones industriales y domésticas). Ese desplazamiento podría haber sido más intenso de no mediar la protección que deliberadamente le prestan los gobiernos de los países latinoamericanos productores de carbón, por razones de orden social como fuente de ocupación en las minas, y de balance del comercio exterior.

El carbón en América Latina se destina en la actualidad principalmente a la industria siderúrgica y en algunos países a la generación de electricidad. El hecho de

Cuadro 2

MUNDO: CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL POR FUENTE Y POR REGIÓN

(Porcentajes)

	1950	1960	1969
<i>América del Norte</i>	100.0	100.0	100.0
Combustible sólido	36.2	23.0	19.4
Combustible líquido	34.2	39.0	38.7
Gas natural	22.6	30.5	34.2
Hidroelectricidad ^a	7.0	8.5	7.7
<i>América Latina</i>	100.0	100.0	100.0
Combustible sólido	13.3	7.4	5.1
Combustible líquido	67.2	67.0	64.4
Gas natural	6.5	12.5	16.4
Hidroelectricidad ^a	13.0	13.1	14.1
<i>Europa occidental^b</i>	100.0	100.0	100.0
Combustible sólido	78.5	59.0	33.4
Combustible líquido	10.4	27.1	48.4
Gas natural	0.3	1.7	5.8
Hidroelectricidad ^a	10.8	12.2	12.5
<i>Asia, África, Oceanía</i>	100.0	100.0	100.0
Combustible sólido	62.2	52.4	37.7
Combustible líquido	25.7	34.8	53.8
Gas natural	1.1	2.2	3.9
Hidroelectricidad ^a	11.0	10.6	10.6
<i>Otros países^c</i>	100.0	100.0	100.0
Combustible sólido	83.0	77.5	59.2
Combustible líquido	13.1	13.8	21.6
Gas natural	2.3	5.5	15.0
Hidroelectricidad ^a	1.6	3.2	4.2

FUENTES: Naciones Unidas, *Statistical Yearbook, 1964-1969* y *World Energy Supplies*. Para América Latina, CEPAL, a base de informaciones directas.

^a Incluye electricidad nuclear; valores calculados por el combustible que habría sido necesario para la generación térmica equivalente. Este modo de considerar el aporte de la hidroelectricidad es diferente del empleado en *World Energy Supplies - Statistical Papers*, de las Naciones Unidas.

^b Incluye Yugoslavia.

^c Incluye Europa oriental.

Cuadro 1

MUNDO: CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL POR FUENTES

(Porcentajes)

	Combustibles sólidos	Combustibles líquidos	Gas natural	Hidroelectricidad ^a	Total
1930	77.6	14.5	4.3	3.6	100.0
1940	68.0	19.2	7.7	5.4	100.0
1950	60.0	24.2	10.4	5.4	100.0
1960	49.2	29.6	13.9	7.3	100.0
1967	36.4	37.2	18.2	8.2	100.0
1968	35.7	37.7	18.5	8.1	100.0
1969	34.5	38.3	19.1	8.1	100.0

FUENTE: CEPAL, sobre la base de los datos de *World Energy Supplies*, publicado por las Naciones Unidas.

^a Incluye energía nuclear (el 2% en 1964 y el 5% en 1969).

que en términos absolutos haya mantenido un incremento moderado en lugar de registrar una baja, resulta, en gran parte de su insumo como materia prima siderúrgica más que de su calidad de combustible (véase el cuadro 3). Puede afirmarse que en ninguna otra región del mundo el consumo de hidrocarburos alcanza los niveles relativos a que se llega en América Latina (véase el cuadro 4) donde ya en 1930 superaba el 50% del total de energía comercial, y en 1960 el 80%, proporción que conserva en el decenio posterior. Debe observarse el papel cada vez más importante del gas natural que sustituye en parte a los derivados de petróleo (fue oil y en menor medida al queroseno), de manera que América Latina sólo es superada por América del Norte en cuanto a la participación relativa de los hidrocarburos gaseosos naturales en la satisfacción de la demanda energética interna. Sin embargo, conviene destacar que el 85% del consumo regional de

Cuadro 3

AMÉRICA LATINA: CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA COMERCIAL

(Millones de toneladas equivalentes de petróleo)

	1937	1948	1958	1963	1966	1967	1969
Combustibles sólidos . .	6.2	5.7	6.0	6.0	7.1	7.3	7.8
Derivados del petróleo . .	12.0	25.7	53.0	70.0	78.0	82.7	98.3
Gas natural	—	2.2	7.0	15.0	21.3	23.5	25.0
Hidroelectricidad ^a	2.2	4.6	11.0	12.4	17.1	18.2	21.6
<i>Total</i>	<i>20.4</i>	<i>38.2</i>	<i>77.0</i>	<i>103.4</i>	<i>123.5</i>	<i>131.7</i>	<i>152.7</i>

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones de cada país. Para Cuba, Jamaica, Trinidad y Tabago y Guyana se hicieron estimaciones.

^a Se calculó la equivalencia a base del promedio del consumo unitario para la generación termoeléctrica, que fue de 4 000 kCal por kWh en 1958-1959 (o algo más) y del orden de 3 300 kCal por kWh en 1963-1967 y de 3 200 kCal en 1969 gracias a la puesta en marcha de grandes centrales termoeléctricas. Este modo de considerar el aporte de la hidroelectricidad es diferente del empleado en la publicación *World Energy Supplies - Statistical Papers*, de las Naciones Unidas.

Cuadro 4

AMÉRICA LATINA: COMPOSICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL

(Porcentajes)^a

	1937	1948	1958	1963	1966	1967	1969
Combustibles sólidos . .	30.4	14.9	7.8	5.8	4.8	5.5	5.1
Derivados del petróleo . .	58.8	67.3	68.8	67.7	64.2	62.8	64.4
Gas natural	—	5.8	9.1	14.5	17.2	17.9	16.4
Hidroelectricidad	10.8	12.0	14.3	12.0	13.8	13.8	14.1
<i>Total</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>

FUENTE: CEPAL (véase cuadro 3).

^a Cifras redondeadas.

Cuadro 5

MUNDO Y AMÉRICA LATINA: TASAS DE CRECIMIENTO ACUMULATIVO ANUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL POR FUENTES PRIMARIAS

Fuentes	Períodos	América Latina			Mundo 1958-1969
		1948-1969	1958-1969	1963-1969	
Combustibles sólidos . .		1.5	2.4	4.5	1.5
Derivados del petróleo . .		6.6	5.8	5.8	7.8
Gas natural		12.3	12.3	8.9	9.0
Hidroelectricidad ^a		7.6	6.3	9.7	6.3
<i>Total</i>		<i>6.8</i>	<i>6.4</i>	<i>6.7</i>	<i>5.1</i>
<i>Mundo</i>					
<i>Total</i>		<i>5.4</i>	<i>5.1</i>	<i>5.3</i>	

FUENTE: CEPAL, sobre la base de los datos de *World Energy Supplies*, de las Naciones Unidas.

NOTA: En las series estadísticas de esta fuente el consumo de gas natural aparece, en general, igual a su producción. En rigor, una parte apreciable de él se reinyecta en los yacimientos y otra se quema libremente, sin constituir consumo útil. En otros cuadros que se refieren exclusivamente a América Latina el consumo de gas natural corresponde al concepto de *consumo útil* como combustible. Por otra parte, la hidroelectricidad en esta fuente está evaluada por la capacidad térmica del kWh (860 kCal).

^a Incluye energía nuclear.

este combustible se concentra en tres países: México, Venezuela y la Argentina.

Entre los años 1958 y 1969, el consumo total de energía comercial en el mundo creció a una tasa anual acumulativa del 5.1% (véase el cuadro 5). Se evidencia la regresión del carbón mineral y el avance del gas natural al mayor ritmo (9.0%), seguido del petróleo (7.8%) y la hidroelectricidad (6.3%).

En América Latina las tasas de crecimiento para el total de la energía comercial entre 1958-69 fueron mayores que las mundiales; en cambio para los derivados del petróleo, fueron menores.

Expresado en petróleo equivalente, de 10 700 kCal/kg el consumo latinoamericano de los principales derivados líquidos combustibles del petróleo creció de 14 a 90 millones de toneladas entre 1945 y 1969, sin incluir los consumos de Cuba, Jamaica, Trinidad y Tabago y Guyana, países de los cuales no se dispone de los datos estadísticos pertinentes para todo ese período.¹

El consumo latinoamericano de los principales derivados del petróleo, así computado, creció al ritmo anual acumulativo de 8% entre 1945 y 1969; en el decenio de 1960 ese ritmo fue muy inferior al registrado poco después de la segunda guerra mundial (véanse los cuadros 6, 7 y 8).

En lo que se refiere al gas natural, el consumo entre 1945 y 1969 creció de 2.0 a 23.6 millones de toneladas de petróleo equivalente o sea al ritmo anual acumulativo de 10.9%.

¹ Incluyendo una estimación de ellos, los totales podrían subir respectivamente a 18 y 98 millones de toneladas de petróleo equivalente, considerados los derivados principales, el consumo propio de la industria petrolera y las ventas a naves.

Cuadro 6

AMÉRICA LATINA:^a CONSUMO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO^b Y DEL GAS NATURAL, 1945-1969

(Miles de toneladas de petróleo equivalente, de 10 700 kCal/kg)

	Gas licuado	Gasolina ^c	Queroseno ^d	Diesel oil y gasóleo ^e	Fuel oil ^f	Principales derivados	Gas natural	Total general
1945	49	3 190	1 017	1 232	8 662	14 150	1 978	16 128
1946	55	4 045	1 217	1 485	10 972	17 774	1 815	19 587
1947	70	5 007	1 395	1 905	12 177	20 554	2 079	22 633
1952	257	9 185	2 803	3 811	15 798	31 859	3 269	35 128
1953	301	9 901	3 167	4 566	16 390	34 325	3 845	38 170
1954	298	10 835	3 623	5 183	18 265	38 212	4 088	42 300
1960	1 617	15 211	5 465	9 570	23 791	55 654	8 633	64 287
1961	1 868	16 048	5 787	10 190	23 870	57 763	10 700	68 463
1962	2 253	17 156	6 069	11 312	23 884	60 625	13 691	74 316
1963	2 650	17 769	5 750	12 088	23 409	61 666	14 486	76 152
1964	3 185	19 158	6 216	13 667	24 835	67 061	16 392	83 453
1965	3 614	19 975	5 921	13 898	25 030	68 438	18 577	87 015
1967	4 384	23 280	6 530	15 700	26 438	76 332	22 221	98 553
1969	5 109	26 591	7 473	19 333	31 215	89 721	23 574	113 295

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Sin Cuba, Jamaica, Trinidad y Tabago y Guyana.^b Solamente los nombrados; incluye el consumo de la propia industria petrolera y las ventas a naves.^c Incluye gasolinas para aviación.^d Incluye combustible para aviones de propulsión a chorro.^e Excluye el consumo de Nicaragua, Haití y República Dominicana, el cual está comprendido en la serie del fuel oil.^f Agrega diesel oil y gasóleo consumidos en Nicaragua, Haití y República Dominicana.

Cuadro 7

AMÉRICA LATINA: TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO
DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS

Producto	1945-1947- 1952-1954 (7 años)	1952-1954- 1959 (6 años)	1945-1969 (24 años)	1960-1969 (9 años)
Derivados principales	10.3	7.4	8.0	5.5
Gas natural	10.2	11.5	10.9	11.8
Total general . .	10.3	7.9	8.5	6.5

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones directas de los países.

Cuadro 8

AMÉRICA LATINA: TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO
DE CADA DERIVADO PRINCIPAL

(Porcentajes)

Producto	1945-1947- 1952-1954 (7 años)	1952-1954- 1959 (6 años)	1945-1969 (24 años)	1960-1969 (9 años)
Gas licuado	26.4	30.5	22.0	13.6
Gasolina	13.6	5.9	9.3	6.4
Queroseno	14.9	8.4	8.7	3.5
Diesel oil y gasóleos	16.6	12.2	12.1	8.1
Fuel oil	6.8	6.0	5.5	3.0
Total	10.3	7.4	8.0	5.5

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones directas de los países.

Agregados los consumos de los principales derivados y del gas natural, la demanda conjunta de América Latina, en el mismo período de 24 años, subió de 16.1 a 113.3 millones de toneladas de petróleo equivalente, lo que corresponde a una tasa anual acumulativa de crecimiento de 8.5%.

Estas tasas medias anuales no revelan, sin embargo, el comportamiento del consumo de los derivados y del gas natural en el período considerado. Para los primeros, las altas tasas de postguerra no se vuelven a repetir. En cambio, para el gas natural, el incremento fue creciente hasta 1959-1962 inclusive —motivado en gran medida por los consumos de la Argentina y de México a partir de 1960— para volver, en los últimos años, a tasas de crecimiento similares a las tasas ya altas registradas en la postguerra y superiores a las del conjunto de derivados del petróleo.

El cuadro 9 presenta una comparación aproximada, por países, entre la producción y el consumo bruto de energía comercial y de combustibles vegetales en 1969. Entre otras cosas, el cuadro muestra lo siguiente:

i) El consumo total de energía en América Latina es inferior a la mitad de la correspondiente producción, por la preponderancia de Venezuela como exportador de petróleo;

ii) La quinta parte del consumo total de energía de la región se satisface con combustibles vegetales;

iii) El consumo de carbón mineral en la región alcanza al 4.6% del total, y para satisfacerlo hay que hacer algunas importaciones desde fuera del área;

iv) La apreciable importancia que tiene actualmente la hidroelectricidad para el Brasil en el abastecimiento total de energía (20%), y más aún en el de la energía comercial (30%). Solamente en Surinam ese recurso desempeña, en términos relativos, un papel más importante. El gran desarrollo hidroeléctrico de aquel país compensa en

Cuadro 9

AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA COMERCIAL Y COMBUSTIBLES VEGETALES, 1969

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kCal/kg)

	Producción					Consumo						Total
	Carbón mineral	Petróleo crudo	Gas natural	Hidroelectricidad ^a	Combustibles vegetales y otros ^b	Carbón mineral	Derivados del petróleo ^c	Gas natural	Hidroelectricidad ^a	Combustibles vegetales y otros ^b		
Argentina	299	18 603	6 096	424	1 802	27 224	746	19 391	4 634	424	1 802	26 997
Bolivia	—	1 924	231	105	803	3 143	—	472	—	185	803	1 460
Brasil	1 161	8 753	1 087	10 083	15 034	36 118	2 382	22 076	95	10 083	15 034	49 670
Chile	1 116	1 740	6 499	1 241	1 015	11 611	1 292	4 197	435	1 241	1 015	8 180
Colombia	2 015	10 690	2 560	1 696	3 259	20 220	2 015	4 557	1 061	1 696	3 259	12 588
Costa Rica	—	—	—	246	312	558	—	332	—	246	312	890
Cuba	—	116	—	37	4 305	4 458	84	6 500	—	37	4 305	10 926
Ecuador	—	207	—	110	1 407	1 724	—	953	—	110	1 407	2 470
El Salvador	—	—	—	139	609	748	—	371	—	139	609	1 119
Guatemala	—	—	—	57	914	971	—	632	—	57	914	1 603
Guyana	—	—	—	—	321	321	—	480	—	—	321	801
Haití	—	—	—	—	1 111	1 111	—	116	—	—	1 111	1 227
Honduras	—	—	—	62	467	529	—	300	—	62	467	829
Jamaica	—	—	—	35	440	475	—	1 600	—	35	440	2 075
México	1 644	24 092	14 980	4 318	6 362	51 396	2 116	20 030	10 275	4 318	6 362	43 101
Nicaragua	—	—	—	86	422	508	—	352	—	86	422	860
Panamá	—	—	—	106	195	301	3	732	—	106	195	1 036
Paraguay	—	—	—	42	413	455	—	190	—	42	413	645
Perú	43	3 520	1 901	1 120	1 955	8 539	127	4 500	132	1 120	1 955	7 834
República Dominicana	—	—	—	19	1 045	1 064	—	517	—	19	1 045	1 581
Surinam	—	—	—	370	62	432	—	490	—	370	62	922
Trinidad y Tabago	—	8 218	2 860	—	249	11 327	—	2 000	1 396	—	249	3 645
Uruguay	—	—	—	329	88	417	191	1 501	—	329	88	2 109
Venezuela	21	187 709	41 215	853	738	230 536	225	5 975 ^c	6 943	853	738	14 734
América Latina	6 299	265 572	77 429	21 558	43 328	414 186	9 181	98 264	24 971	21 558	43 328	197 302

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

^a Se supuso que 1 kWh = 3 000.^b Incluye sólo el consumo estimado de la población rural y urbana (0.180 toneladas de petróleo equivalente por persona) y el consumo de bagazo en la industria petrolera.^c Las cifras del consumo de derivados del petróleo de Cuba, Guyana, Jamaica, Surinam y Trinidad y Tabago son estimaciones.

parte las reducidas reservas probadas de hidrocarburos en relación con sus grandes necesidades de energía.

2. Evolución del consumo de los principales derivados del petróleo y del gas natural por países

El consumo bruto² de los principales derivados del petróleo y del gas natural por países figura en el cuadro 10.

De él se deduce el predominio de México, Argentina, Brasil y Venezuela como grandes consumidores regionales, y el de Colombia, Chile y Perú que les siguen en importancia. Considerados en conjunto, les corresponde cerca del 95% del consumo conjunto regional de derivados y gas natural.

Los ritmos de crecimiento del consumo para todos los hidrocarburos, por países, pueden observarse en el cuadro 11.

La comparación de la posición de los países indicados en el cuadro 10 y de las distintas tasas de crecimiento, permite extraer conclusiones respecto a su cambiante posición en el consumo total.

² Incluye el consumo propio de la industria petrolera.

México y la Argentina eran los dos países con la más alta participación del consumo regional en 1945-1947, con el 31 y 28% del total, respectivamente, seguidos a gran distancia por el Brasil y Venezuela. En 1969, las participaciones fueron: 27, 21, 20 y 14% respectivamente, evidenciando el rápido crecimiento del consumo de hidrocarburos en los dos últimos países mencionados, así como en la mayor parte de los otros de la región.

De mayor significación económica es la comparación del consumo de hidrocarburos por habitante y su relación con el producto interno bruto de los diferentes países.

El cuadro 12 muestra el consumo de derivados del petróleo y gas natural en kilogramos por habitante, para los años 1960 y 1969. Puede observarse que, en promedio, en América Latina el consumo creció de 326 kg a 440 kg en el lapso de 9 años, o sea, 3.4% anual, por habitante.

Las diferencias en el consumo por habitante son muy significativas entre los diversos países: Venezuela se acerca a 1 500 kg en 1969 y la Argentina llega a algo más de 1 000 kg en el extremo superior. Paraguay y Haití con 81 y 23 kg, respectivamente, aparecen en el otro extremo.

Si se comparan los consumos por habitante con el producto interno bruto por habitante, en cada país, se obtie-

Cuadro 10

AMÉRICA LATINA:^a CONSUMO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO^b Y DE GAS
NATURAL POR PAÍSES, 1945-1967

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kCal/kg)

	1945- 1947	1952- 1954	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1967	1968	1969
Argentina ^c	5 401	9 207	13 820	15 244	16 109	16 050	18 228	19 078	20 099	21 421	24 025
Bolivia ^c	112	184	293	317	349	379	417	470	532	532	472
Brasil ^c	2 064	6 426	12 433	13 135	14 463	15 245	16 290	15 504	17 802	20 627	22 171
Colombia ^c	783	1 522	3 038	3 296	3 584	3 643	3 921	4 160	4 885	5 252	5 618
Costa Rica	71	139	190	164	185	201	221	256	310 ^d	287 ^d	332
Chile ^c	1 053	1 473	2 481	2 625	2 984	3 211	3 382	3 570	4 269	4 424	4 632
Ecuador	156	285	531	533	530	579	638	715	807	889	953
El Salvador	45	140	196	187	213	233	313	317	359	376	371
Guatemala	148	239	461	483	477	517	565	578	626 ^d	623 ^d	632 ^d
Haití	19	53	88	73	92	76	91	93	109 ^d	102 ^d	116 ^d
Honduras	88	154	191	223	218	218	212	222	258 ^d	266 ^d	300 ^d
México ^c	6 110	9 900	15 663	16 968	18 571	18 607	20 446	21 908	26 550	27 631	30 305
Nicaragua	40	97	179	180	194	262	279	288	313 ^d	330 ^d	352 ^d
Panamá	143	229	343	358	465	485	508	534	580 ^d	620 ^d	732 ^d
Paraguay	12	32	103	117	121	133	139	175	227 ^d	204	190
Perú ^c	908	1 530	2 346	2 517	2 894	3 025	3 310	3 719	4 212	4 443 ^d	4 632 ^d
República Dominicana	58	280	312	297	377	399	526	374	457	421	517 ^d
Uruguay	478	957	1 210	1 144	1 318	1 236	1 303	1 521	1 321	1 399	1 501
Venezuela ^c	1 706	5 482	10 409	10 602	11 172	11 652	12 664	13 533	14 829	15 287	15 444
<i>Total</i>	<i>19 390</i>	<i>38 329</i>	<i>64 287</i>	<i>68 463</i>	<i>74 316</i>	<i>76 152</i>	<i>83 453</i>	<i>87 015</i>	<i>98 553</i>	<i>105 134</i>	<i>113 295</i>

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Sin Cuba, Jamaica, Trinidad y Tabago y Guyana, por falta de informaciones.

^b Gas licuado, gasolina, queroseno, diesel oil, gasóleo y fuel oil; incluye el consumo de la propia industria petrolera y las entregas a naves.

^c Incluye el gas natural.

^d Estimación.

Cuadro 11

TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS POR PAÍS O GRUPOS DE PAÍSES

(Porcentajes)

	1945-1947	1952-1954	1945-1947	1959	1962	1965
	^a 1952-1954	^a 1959	^a 1969	^a 1962	^a 1965	^a 1969
Argentina	7.9	5.8	6.7	7.7	6.6	5.9
Bolivia	7.4	6.0	6.5	11.4	0.7	0.1
Brasil	18.4	8.2	10.9	9.8	2.5	9.4
Colombia	10.0	11.2	9.0	8.1	6.9	7.8
Chile	4.9	7.7	6.7	7.8	5.5	6.7
Ecuador	9.0	9.2	8.2	1.1	5.7	7.4
Paraguay	15.0	18.2	12.9	10.8	6.2	2.1
Perú	8.2	6.1	7.4	10.0	4.1	5.7
Uruguay	10.4	5.7	5.1	— 0.5	1.5	— 0.3
Venezuela	18.2	12.3	10.1	4.3	7.6	3.4
Haití	6.2	7.6	8.2	2.0	0.4	5.7
México	7.1	6.7	7.2	8.0	4.8	8.5
República Dominicana	25.0	1.5	10.0	9.9	— 0.1	8.5
Centroamérica	9.3	6.1	7.6	7.1	7.9	5.9
<i>Total</i>	<i>10.4</i>	<i>7.9</i>	<i>8.0</i>	<i>7.5</i>	<i>5.4</i>	<i>6.8</i>

FUENTE: CEPAL, a base de datos de los países.

Cuadro 12

AMÉRICA LATINA:^a CONSUMO DE DERIVADOS
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL,^b POR HABITANTE
Y POR UNIDAD DE PRODUCTO BRUTO INTERNO^c

	1960		1969		
	Kg por habi- tante	Dólares de PIB por ha- bitante	Kg por dó- lar	Kg por habi- tante	Dólares de PIB por ha- bitante
Argentina . . .	665	755	0.88	1 010	900
Bolivia . . .	79	147	0.54	104	196
Brasil . . .	176	268	0.66	245	336
Colombia . . .	190	311	0.61	262	358
Costa Rica . .	153	399	0.38	198	513
Chile . . .	324	498	0.65	485	594
Ecuador . . .	126	261	0.48	164	290
El Salvador . .	78	254	0.31	112	323
Guatemala . .	116	276	0.42	123	336
Haití . . .	21	96	0.22	23	79
Honduras . . .	103	196	0.53	120	232
México . . .	432	486	0.89	620	665
Nicaragua . . .	120	120	0.48	180	349
Panamá . . .	336	429	0.77	540	642
Paraguay . . .	60	245	0.25	81	268
Perú . . .	228	313	0.73	338	358
Uruguay . . .	475	696	0.68	525	666
Venezuela . . .	1 340	670	2.00	1 490	823
<i>América Latina</i>	<i>326</i>	<i>387</i>	<i>0.84</i>	<i>440</i>	<i>477</i>

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones de los países.

^a Por falta de informaciones no se incluyen Cuba, Jamaica, Trinidad y Tabago, Guyana y Surinam.

^b En equivalente de petróleo.

^c Al costo de factores, en dólares de 1960.

nen relaciones menos dispares y de mayor interés. El cuadro 12 también indica estas relaciones en kilogramos de derivados del petróleo por dólar de producto interno bruto, para los años 1960 y 1969.

Puede observarse que mientras más alto es el producto interno bruto por habitante, más alto es en general el consumo de petróleo por dólar, como expresión de niveles de vida más elevados, de sustitución de combustibles vegetales, de aumento de la mecanización, etc. Venezuela muestra un consumo muy alto, debido a las especiales condiciones de su industria petrolera que es a su vez consumidora de energía. El Perú aparece con un elevado consumo con relación a su producto bruto interno por habitante y Costa Rica con una relación baja.

Chile, México, Panamá y Uruguay, cuyo producto interno por habitante en 1969 era, aproximadamente, de 600 dólares, tienen un consumo de 0.79 a 0.93 por dólar. Los países con un producto interno bruto inferior a 300 dólares, en 1969, tienen consumo por dólar que no alcanza a 0.60 kg.

Entre 1960 y 1969, el consumo de derivados del petróleo por dólar de producto interno bruto, aumentó, en promedio para la región, de 0.84 a 0.92 equivalente, aproximadamente, a 1% por año. Esa alza se observa en casi todos los países (con excepción de Bolivia, Guatemala y Venezuela), subrayando la mecanización creciente de las economías.

Durante el período analizado, los consumos de los cua-

tro grandes tienden a igualarse, pero mantienen el orden y su importancia en el total regional.

Para el Brasil es importante destacar que para el período 1945-1947 la participación de los derivados de petróleo en la composición de su consumo bruto total de energía no superaba el 16%, mientras que en 1953-1955 alcanzaba al 35% y en 1967 al 40%.

3. Estructura del consumo bruto³ de hidrocarburos

a) Derivados líquidos

El cuadro 13 presenta la estructura del consumo interno de derivados del petróleo para algunas regiones en algunos años. Las diferencias que se anotan entre los promedios de América Latina, el Mundo, Estados Unidos y Europa occidental derivan de las distintas características climáticas y geográficas, los diferentes niveles de desarrollo económico y social, las disímiles magnitudes y condiciones económicas de sus recursos energéticos primarios, y las políticas adoptadas por los países para su aprovechamiento, frente a la posibilidad de importar combustibles.

En la preguerra, la estructura del consumo de derivados del petróleo en América Latina refleja su pobre equipamiento automotor y su falta de carreteras, y su escaso grado de urbanización e industrialización.

En 1968, se observa el aumento de la participación de las gasolinas en el consumo (iniciado en la primera mitad del decenio de 1950). El fuel oil sufre los efectos de la competencia del gas natural y del aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos. Es muy probable que el queroseno por la competencia del gas licuado, principalmente, haya tenido una caída que no se muestre en su valor

³ Incluye el consumo propio de la industria petrolera.

Cuadro 13

ESTRUCTURA DEL CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN ALGUNOS AÑOS

(Porcentaje)

	Gasolina	Queroseno	Gasóleo y diesel oil	Fuel oil	Total
1968					
Mundo	31	9	27	33	100
América Latina . .	32	9	22	37	100
Estados Unidos . .	50	10	23	17	100
Europa occidental	17	4	36	43	100
1955					
Mundo	41	8	23	28	100
América Latina . .	28	10	14	48	100
Estados Unidos . .	52	5	25	18	100
Europa occidental	27	6	25	42	100
Período inmediatamente anterior a la guerra (1938-1939)					
Mundo	49	7	14	30	100
América Latina . .	22	7	14	57	100
Estados Unidos . .	52	6	17	25	100
Europa occidental	48	7	19	26	100

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones diversas.

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DE

(Porc

	1950						1955					
	Total	Gas li- cuado	Gasolina	Queroseno	Gasó- leo y diesel oil	Fuel oil	Total	Gas li- cuado	Gasolina	Queroseno	Gasó- leo y diesel oil	Fuel oil
Argentina	100.0	0.4	22.9	8.3	10.1	58.3	100.0	0.6	17.1	9.8	15.8	56.7
Brasil	100.0	0.4	40.9	6.2	13.5	39.0	100.0	1.1	34.0	7.0	16.3	41.6
Colombia	100.0	0.4	43.2	6.2	9.5	40.7	100.0	0.6	45.8	10.3	13.3	30.0
Cuba	100.0	0.2	20.6	3.6	7.0	68.6	100.0	0.6	23.7	4.6	12.4	58.7
Chile	100.0	—	23.5	4.0	8.8	63.7	100.0	0.3	23.6	10.0	12.5	53.6
México	100.0	1.5	23.3	8.1	7.5	59.6	100.0	2.4	28.3	11.9	9.1	48.2
Perú	100.0	0.2	28.6	10.9	9.8	50.5	100.0	0.2	32.8	13.9	17.2	35.9
Trinidad y Tabago	100.0	...	...	...	...	...	100.0	...	...	...	...	...
Uruguay	100.0	—	24.2	15.0	11.3	49.5	100.0	—	25.7	16.2	16.1	42.0
Venezuela	100.0	...	26.7	9.1	15.6	48.6	100.0	0.5	24.6	7.4	16.4	51.1
Bolivia, Ecuador, Paraguay	100.0	—	35.3	6.9	8.7	49.1	100.0	—	39.3	8.8	14.2	37.7
Centroamérica y las Antillas	100.0	—	26.6	5.0	7.6	60.8	100.0	—	33.4	6.5	14.3	45.8

NOTA: El consumo de los demás derivados representa aproximadamente el 4% del total indicado. Si se incluye el gas natural, su consumo repre

^a Incluye entrega a naves. Si se suprimen esos volúmenes en los países en que tienen especial gravitación, que son Venezuela y Trinidad y Venezuela y el 58% en Trinidad y Tabago se destinó al consumo de naves.

^b Incluido en fuel oil.

real, por la inclusión del combustible para aviones *jet* (en aumento), que no siempre fue posible eliminar de las estadísticas.

El gasóleo y el diesel oil presentan un apreciable incremento entre 1955 y 1968, especialmente por su mayor consumo en transportes, siendo también importante el aumento del consumo agrícola (tractores) y la generación de electricidad en grupos diesel.

El cuadro 14 muestra las variaciones, a través de los años, de la distribución porcentual del consumo de los principales derivados para cada país y permite comparar la estructura de ese consumo en los diversos países.

El consumo de gas licuado alcanza los más altos valores en cifras absolutas y porcentuales en México y en el Brasil. El consumo de gasolinas ha adquirido en general una apreciable importancia relativa en los distintos países aunque en muy distinto grado. El queroseno no muestra una tendencia definida porque las cifras indicadas incluyen tanto el consumo doméstico como el de combustibles para aviones de propulsión a chorro. Los destilados —gasóleo y diesel oil— muestran un importante aumento relativo por su creciente uso en el transporte caminero y ferroviario.

El fuel oil aunque retiene un alto nivel de participación, ha bajado en términos relativos en la mayor parte de los países, especialmente por el uso creciente del gas natural. Cabe observar que en el consumo de fuel oil se incluye la entrega a naves, lo que tiene gran importancia en Venezuela y Trinidad y Tabago.

La comparación de la participación de los derivados en el consumo en los distintos países y de su variación es compleja pues es el resultado de muy variadas circunstancias.

El consumo de gasolina puede ser afectado adversamente por dificultades en el balance de pagos que impiden el crecimiento del parque automotriz, e impulsado por el des-

arrollo del sistema de carreteras o por la fabricación nacional de vehículos. La demanda derivada de un vigoroso proceso de industrialización o de un amplio desarrollo urbano, puede afectar la participación de algunos derivados y, asimismo, el incremento en los ingresos personales o la mejor distribución de ellos alterará las participaciones relativas además de modificar los volúmenes absolutos de consumo.

b) Gas natural

En el cuadro 2 se observó que la participación del gas natural en el consumo de energía en América Latina se duplicó con creces entre 1950 y 1969 al aumentar de 6.5% a 16.4% aproximadamente. Este crecimiento relativo concuerda con la tendencia de otras zonas, indicada en el mismo cuadro.

El cuadro 7 mostró el ritmo alto de las tasas de crecimiento anual del consumo en América Latina, que se aproximan al 12%, aunque ello implica una desaceleración luego de la expansión explosiva del período 1959-1962.

Argentina, Colombia, México y Venezuela, que absorbían casi el total del consumo de gas natural de la región en 1950, bajaron a menos del 90% en 1960, al iniciarse la utilización de esa fuente de energía en Bolivia, Brasil, Chile, Perú y Trinidad y Tabago (véase el cuadro 15).

El avance del consumo de gas natural a expensas sobre todo de los derivados del petróleo ha sido posible por las obras de conducción de gas desde los yacimientos a los principales centros de consumo, aun a grandes distancias. Esa tendencia se observa principalmente en la Argentina, México y Venezuela, aunque se manifiesta en menor grado en otros países del continente. Las canalizaciones en construcción y en proyecto permitirán disminuir apreciablemente los volúmenes de gas natural que aún hoy se desperdician quemándose al aire libre en los yacimientos y que contribuyen a la contaminación atmosférica.

TRÓLEO^a EN EL CONSUMO BRUTO TOTAL DEL EQUIVALENTE DE PETRÓLEO

jes)

1960						1967						1969					
Total	Gas li- cuado	Gasolina	Queroseno	Gasó- leo y diesel oil	Fuel oil	Total	Gas li- cuado	Gasolina	Queroseno	Gasó- leo y diesel oil	Fuel oil	Total	Gas li- cuado	Gasolina	Queroseno	Gasó- leo y diesel oil	Fuel oil
100.0	0.9	16.9	12.5	18.8	50.9	100.0	4.1	23.7	6.9	24.7	40.6	100.0	4.8	20.7	6.1	25.7	42.7
100.0	3.3	30.7	5.2	20.7	40.1	100.0	6.1	32.5	4.9	24.0	32.5	100.0	5.6	31.2	4.9	23.1	35.2
100.0	1.6	42.0	7.8	15.4	33.2	100.0	4.1	45.4	8.4	15.3	26.8	100.0	4.1	43.5	11.8	14.9	25.7
100.0	1.0	21.3	4.4	20.1	53.2	100.0	1.1	19.7	4.3	b	74.9	100.0	...	20.6	7.1	22.0	50.3
100.0	1.6	26.7	9.9	13.0	48.8	100.0	6.0	27.6	9.9	15.5	41.0	100.0	7.3	29.1	10.7	16.9	36.0
100.0	5.8	28.3	11.5	13.2	41.2	100.0	10.0	31.2	11.1	19.7	28.0	100.0	10.3	31.9	10.5	21.5	25.8
100.0	0.3	32.2	17.4	19.4	30.7	100.0	0.9	29.7	14.9	19.0	35.5	100.0	0.9	28.4	15.4	20.8	34.5
100.0	...	4.4	1.9	2.2	91.5	100.0	...	4.6	1.1	2.6	91.7	100.0	...	5.1	1.4	3.3	90.2
100.0	—	21.8	16.1	16.2	45.9	100.0	1.6	18.1	11.5	21.2	47.6	100.0	2.1	18.6	12.0	20.1	47.2
100.0	4.2	29.7	7.7	15.5	42.9	100.0	6.2	31.7	8.6	13.4	40.1	100.0	3.3	34.8	8.5	14.2	39.2
100.0	—	38.7	11.3	17.2	32.8	100.0	0.1	37.1	14.7	16.3	31.8	100.0	0.6	39.4	13.4	19.9	26.7
100.0	0.5	33.2	7.8	16.2	42.3	100.0	0.9	30.0	8.1	24.5	36.5	100.0	0.9	23.6	9.1	21.8	44.6

senta un 29% en 1967.

Tabago, la participación del fuel oil baja notablemente, sobre todo en este último país. En 1967, por ejemplo, el 78% de ese combustible en

En los países en que el gas natural ya se utiliza en volúmenes considerables, las pérdidas siguen siendo altas. Si se compara la producción neta^a con el consumo (véase el cuadro 16) resulta que la utilización total del gas alcanzaba en 1969 tan sólo al 31% en Venezuela, 63% en Colombia, 76% en Argentina y 71% en México.

Debe notarse que parte importante del gas se consume en la propia industria petrolera. Si se considera el consumo interno, sin incluir el de esa industria, se observa que éste se concentra casi exclusivamente en México, Argentina y Venezuela con gran preponderancia del primero de estos países.

^a La producción neta es igual a la producción bruta menos el volumen reinyectado en los yacimientos.

Cuadro 15

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DE GAS NATURAL
(EXCLUIDA LA REINYECCIÓN)

(Miles de toneladas de petróleo equivalente)

	1945	1950	1955	1960	1965	1969
Argentina	408	464	626	1 203	3 673	4 634
Bolivia	—	—	—	15	74	—
Brasil	—	—	—	58	98	95
Colombia	179	190 ^a	209 ^a	252	760	1 061
Chile	—	—	70	244	450	435 ^a
México	641	1 144	1 465	2 808	7 769	10 275
Perú	...	...	46	46	90	131
Trinidad y Tabago	...	...	...	666	1 021	1 396
Venezuela	750	972	2 391	4 007	5 688	6 943
Total	1 978	2 770	4 807	9 299	19 623	24 970

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Estimación.

4. El consumo de hidrocarburos por sectores de actividad económica

En el cuadro 18 se presenta una estimación burda de la distribución del consumo de derivados del petróleo según los principales sectores de destino. En general las estadísticas de los diversos países no incluyen lamentablemente el sector económico consumidor, de manera que los valores se conocen globalmente y por producto. Para algunos de ellos (gasolina de aviación) el destino es evidente. Para otros (gasóleo, diesel oil, fuel oil) los destinos posibles son varios.

La gasolina la consumen, en parte, automóviles, con características de demanda final y en parte el sector transportes (autobuses, camionetas rurales, camiones). No fue posible hacer la discriminación por lo que se incluyen en el grupo todos los automotores (transporte).

El gas licuado, por su escasa utilización en motores de camiones y por su pequeña aplicación industrial (como materia prima en petroquímica), ha sido considerado en su función principal de combustible para uso doméstico, estimándose que sus demás usos no tienen gran significación para el total de América Latina.

El queroseno, no destinado al consumo de los aviones de propulsión a chorro, se ha incluido en el sector doméstico, despreciando posibles utilidades industriales.

Para el gasóleo y el diesel oil puede estimarse el volumen dedicado a la producción eléctrica (a base de las estadísticas de generación), y al sector transportes (a base del parque de camiones, considerando que entre el 30 y el 40% de los vehículos utilitarios consumen gasóleo). Por diferencia con el total, pueden obtenerse los volúmenes correspondientes al rubro "otros" que incluye algunos consumos industriales, mineros y agropecuarios que no es posible calcular directamente.

El fuel oil utilizado preponderantemente en la industria,

Cuadro 16

UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL^a EN ALCUNOS PAISES DE LATINOAMÉRICA(Millones de m³ y porcentajes de la producción bruta)

	México ^b				Venezuela				Argentina				Colombia			
	Pro- duc- ción ^c	Rein- yec- ción	Con- su- mo ^c	Porcen- taje de consumo sobre produc- ción neta ^d	Pro- duc- ción	Rein- yec- ción	Con- su- mo	Porcen- taje de consumo sobre produc- ción neta ^d	Pro- duc- ción	Rein- yec- ción	Con- su- mo	Porcen- taje de consumo sobre produc- ción neta ^d	Pro- duc- ción	Rein- yec- ción	Con- su- mo	Porcen- taje de consumo sobre produc- ción neta ^d
1959	7 819	2 593	2 530	48.4	31 836	9 741	4 192	19.0	2 152	320	858	46.8	2 371	228	266	12.4
1960	8 278	2 761	2 908	52.7	31 561	11 063	4 606	22.5	3 550	676	1 383	48.1	2 338	166	290	13.4
1961	8 686	2 246	4 017	62.4	33 125	13 056	4 891	24.4	4 908	420	2 334	52.0	2 231	139	312	14.9
1962	9 004	1 365	6 407	83.9	36 301	13 705	5 189	23.0	6 173	234	2 952	49.7	2 219	123	376	17.9
1963	9 902	1 244	6 418	74.1	37 465	16 268	5 610	26.5	5 947	414	3 359	60.7	2 350	155	457	20.8
1964	12 171	1 421	7 337	68.3	39 270	16 940	6 172	27.6	6 586	396	3 709	59.9	2 398	305	668	31.9
1965	12 426	1 251	8 654	77.4	40 846	17 720	6 538	28.3	6 236	230	4 222	70.3	2 680	795	873	46.3
1967	14 685	1 200 ^e	10 717	79.5	45 760	19 840	7 510	29.0	6 468	27	4 831	75.0	2 830	1 110	1 055	61.3
1969	15 837	3 615	11 300	71.4	47 374	21 318	7 980	30.6	7 007	8	5 327	76.1	2 942	991	1 220	62.5

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales de los distintos países.

^a La producción considerada es la bruta; el consumo comprende el de la propia industria petrolera.^b En el caso de México, se dedujeron las exportaciones de la producción, y las importaciones del consumo, para considerar exclusivamente la producción nacional utilizada internamente.^c Producción neta utilizada internamente.^d Producción neta (producción bruta menos reinyección).^e Estimaciones con datos parciales.

Cuadro 17

AMÉRICA LATINA:^a CONSUMO DE GAS NATURAL
(EXCLUIDO EL DE LA INDUSTRIA PETROLERA)

(Miles de toneladas de petróleo equivalente)

	1950	1955	1960	1965	1967	1969
Argentina . . .	73	226	700	2 886	3 446	3 771
Brasil	...	...	...	29	27	...
Colombia . . .	...	...	...	392	400	305
Chile	...	...	...	...	...	13
México	659	1 129	2 119	4 927	6 322	6 973
Venezuela . . .	101	719	1 467	2 352	2 940	3 220
<i>Total</i>	<i>833</i>	<i>2 074</i>	<i>4 286</i>	<i>10 586</i>	<i>13 155</i>	<i>14 282</i>

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a No incluye Bolivia, Perú ni Trinidad y Tabago por falta de datos.

Cuadro 18

AMÉRICA LATINA:^a ESTIMACIONES DEL CONSUMO
INTERNO^b DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO
POR SECTORES ECONÓMICOS

(Porcentajes)

	Generación de electricidad	Industria y minería	Consumo doméstico	Automotores y transporte	Otros	Consumo (10 millones de toneladas equivalentes de petróleo)
1955	14	35	10	35	6	40
1960	15	28	13	36	8	54
1964	18	19	13	43	7	64
1966	18	18	13	44	7	69
1969	20	19	12	46	3	87

^a Por falta de informaciones no se incluyen Cuba, Jamaica y Trinidad y Tabago.

^b Abarca el gas licuado, la gasolina, el queroseno doméstico, agrícola y para aviones de propulsión a chorro, el gasóleo, el diesel oil y el fuel oil. El resto de los derivados no supera el 4% del consumo total. Se excluyen el gas natural y las entregas de combustible a naves.

la minería y la generación de energía eléctrica está sobrevaluado en los primeros dos rubros, ya que no fue posible separar el volumen consumido por el sector transportes (ferrocarriles y barcos de cabotaje), que en algunos países ha llegado al 10-15% del total.

En síntesis, los sectores "generación de electricidad" y "consumo doméstico" (residencial) han podido estimarse satisfactoriamente, mientras que los sectores: "industria y minería" y "transportes y automotores" están ligeramente sobrevaluados y subvaluados respectivamente.

La evolución de la estructura sectorial del consumo de los derivados de petróleo para América Latina muestra el crecimiento, no demasiado significativo, en las participaciones de los sectores de "generación de electricidad", "consumo doméstico" y "automotores y transportes" y el descenso pronunciado del sector "industria y minería".

Este pronunciado descenso obedece principalmente al desplazamiento del fuel oil por el gas natural, especial-

mente notable en la industria del petróleo, aunque también la industria en general demanda cada vez mayores proporciones de energía en forma de electricidad.

El porcentaje de los derivados del petróleo destinado al consumo final (constituido por los usos domésticos y una parte de las gasolinas destinadas a automóviles), ha sido alrededor del 20% desde 1955, con tendencia a crecer. Cerca de un 80% se dedica a consumos intermedios.

La estructura del consumo por sectores varía mucho de un país latinoamericano a otro; en algunos predomina el transporte mientras que en otros la actividad industrial absorbe proporciones muy elevadas. En los países productores de petróleo adquiere cierto predominio el consumo de la propia actividad petrolera.

Al comparar la estructura sectorial del consumo de los derivados de petróleo en el conjunto de América Latina con las existentes en algunas zonas desarrolladas como los Estados Unidos y Europa occidental se anotan pronunciadas diferencias especialmente en los sectores de generación de electricidad y consumo doméstico. En el primero de ellos, América Latina presenta una participación comparativamente alta ya que en Europa occidental y los Estados Unidos se usan mucho para ese fin otros recursos energéticos, principalmente el carbón y la hidroelectricidad, a los que se agrega el gas natural en el caso de los Estados Unidos y, recientemente, de Europa.

En el consumo doméstico, por el contrario, la participación latinoamericana es apreciablemente menor como consecuencia de las características climáticas, los menores niveles de bienestar y el mayor empleo que se hace aquí de los combustibles vegetales (leña y carbón de leña).

5. El proceso de sustitución entre fuentes de energía

Al considerar la evolución del consumo de hidrocarburos en América Latina hay que distinguir la demanda vinculada primordialmente al crecimiento económico y la que se genera por la sustitución entre distintas formas de energía, sobre todo por el desplazamiento de las no comerciales. No debe olvidarse que hay un cierto grado de superposición de esas dos determinantes del aumento del consumo.

A la dependencia directa de la economía en general y de los sectores de actividad en particular, hay que agregar la dinámica propia de las fuentes comerciales de energía que abarcan también componentes económicos indirectos y factores tecnológicos.

Aunque la posición de los combustibles no comerciales es cuantitativamente algo incierta no debe subestimarse su peso en el panorama energético latinoamericano. Entre los residuos leñosos de elaboración industrial sobresale el bagazo de caña propio de los ingenios azucareros. Se estima que su consumo hacia 1966 fue del orden de 12 millones de toneladas de petróleo equivalente. Sumándose a éste otros residuos industriales, como las tortas oleaginosas, el aserrín, etc., no sería aventurado suponer que los combustibles no comerciales lleguen a algo más de 10% en términos caloríficos del consumo de energía, para usos industriales, en la región.

La evolución reciente indica que la sustitución de esos combustibles por hidrocarburos en la industria, principalmente en lo que se refiere al bagazo, se da con relativa rapidez y puede estimarse que se acelerará en el futuro.

El uso de leña y carbón vegetal ya es bastante restringido en la industria; en cuanto al consumo doméstico de combustibles vegetales, que aún es importante en las zonas rurales, la difusión de combustibles como el queroseno contribuye a su disminución.⁵ El cambio es más radical en las ciudades con la penetración del gas licuado. El avance de éste es notable incluso en las pequeñas ciudades. En los grandes centros urbanos su crecimiento se debe no solamente a la sustitución del queroseno y de los combustibles no comerciales sino también a que abastece las necesidades de las nuevas zonas urbanas, hacia las cuales no se han extendido las redes de gas. No obstante, en algunos países parece haberse superado el ritmo violento de ese proceso.

Para analizar el fenómeno de sustitución entre los hidrocarburos, se pueden distinguir las tendencias siguientes, para América Latina en conjunto.

Sector doméstico

—El gas licuado desplaza al queroseno

—El gas natural distribuido por cañería desplaza al queroseno, al gas licuado y al fuel oil (calefacción).

⁵ Sin embargo, se vio en conjunto que los combustibles vegetales satisfacían en 1969 alrededor del 20% del consumo total de energía de la región.

Sector de generación termoeléctrica

—El gas natural desplaza al fuel oil y al diesel oil.

Sector de transporte

—El gasóleo desplaza a la gasolina (transporte pesado)

—El queroseno para aviones de propulsión a chorro desplaza a la gasolina de aviación.

Sector industrial y minero

—El gas natural desplaza al fuel oil.

En muchas ocasiones la sustitución obedece no sólo a los avances tecnológicos, a los mayores rendimientos o a la abundante oferta, sino sobre todo a la política de precio que se adopte.

En el sector doméstico, como se indicó antes, el proceso de sustitución se produce entre el queroseno, el gas licuado y el gas natural. (Véase el cuadro 19.) El queroseno cede posiciones principalmente ante el gas licuado y, en menor medida, ante el gas natural. El costo relativamente elevado de la construcción de gasoductos troncales y redes de distribución frena en cierta medida la penetración del gas natural.

Aún quedan en muchos países márgenes apreciables de

Cuadro 19

AMÉRICA LATINA: CONSUMO DE HIDROCARBUROS POR ALGUNOS SECTORES

	1955	1960	1964	1966	1969
Consumo doméstico					
Total petróleo equivalente (miles de toneladas)	4 170	7 200	9 180	9 650	(12 424)
Queroseno (%)	85	71	55	48	(45)
Gas licuado (%)	10	23	35	42	(41)
Gas natural (%)	5	6	10	10	(14)
Total (%)	100	100	100	100	100
Generación de electricidad					
Total petróleo equivalente (miles de toneladas)	14 600	20 900	26 400	(28 960)	39 400
Hidrocarburos (%)	42.8	43.7	49.3	(50.0)	46.5
Hidroelectricidad ^a (%)	57.2	56.3	50.7	(50.0)	53.5
Total (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Sector industrial y minero^b					
Total petróleo equivalente (miles de toneladas)	12 800	14 700	16 100	16 730	(18 200)
Fuel oil (%)	91	80	55	49	(43)
Gas natural (%)	9	20	45	51	(57)
Total (%)	100	100	100	100	100
Industria petrolera exclusivamente					
Total petróleo equivalente (miles de toneladas)	5 300	7 500	11 100	13 450	(14 230)
Fuel oil (%)	50	45	40	38	(35)
Gas natural (%)	50	55	60	62	(65)
Total (%)	100	100	100	100	100
Transporte aéreo					
Total petróleo equivalente (miles de toneladas)	542	1 030	1 180	1 585	2 310
Gasolina aviación (%)	99.6	82	56	41	(20)
Queroseno para aviones de propulsión a chorro (%)	0.4	18	44	59	(80)

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones de los países.

^a Reducido a toneladas equivalentes de petróleo según coeficientes indicados en el cuadro 3.

^b Excluye la industria petrolera.

combustibles vegetales susceptibles de ser desplazados por el queroseno o directamente por el gas licuado.

En el sector de producción eléctrica se registra con tendencia definida la menor participación del diesel oil y la mayor participación del gas natural. La Argentina sería un ejemplo sobresaliente al respecto.

Las cifras indicadas en el cuadro 19 en cuanto a hidroelectricidad no son concluyentes por cuanto están afectadas por los desarrollos tecnológicos al estar expresadas en toneladas de petróleo equivalente.

En el sector de transporte la sustitución recíproca entre hidrocarburos tiende a aumentar. El desplazamiento de la gasolina por el gasóleo se produce en los vehículos de carga, pero no fue posible estimarlo cuantitativamente. Esta competencia se originó en especial en el mejor rendimiento de los motores diesel como consecuencia de la política de precios. Por otro lado se sustituye la gasolina de aviación por el combustible para aviones de propulsión a chorro. De valores despreciables en 1955, este último superó en volumen a la primera en 1965.

Para el sector industrial y minero, en el cuadro 19 se aprecia el violento desplazamiento del fuel oil por el gas natural, especialmente a partir de 1960. También se ve en él que en 1966 el consumo de fuel oil y gas natural de la industria petrolera solamente, equivalió a aproximadamente el 80% del consumo total de esos combustibles por parte de las demás actividades industriales y mineras de la región.

En la industria petrolera, la sustitución es prácticamente total en los yacimientos, conservándose aún el consumo en las refinerías.

En la industria siderúrgica, los principales altos hornos de la región ya están empleando inyecciones de fuel oil, con la consiguiente economía de carbón; cabe esperar que esta tendencia se extienda a otros, aunque en menor escala. Por otra parte, debido al menor interés por producir gas de carbón, la industria química está usando cada vez más los hidrocarburos.

6. La estructura de la refinación del petróleo

El cuadro 20 muestra la evolución de la capacidad de refinación en distintas áreas del mundo para algunos años. De él parece importante destacar las siguientes observaciones.

La participación preponderante de los Estados Unidos en la capacidad de refinación mundial decrece después de la segunda guerra mundial por el rápido avance relativo en esta materia de los países europeos en general, muy especialmente de los occidentales y la Unión Soviética.

Las regiones y países que son grandes exportadores de petróleo, como Venezuela, el Medio Oriente y África, no poseen una participación en la capacidad refinadora acorde con la que tienen como productores de petróleo crudo porque los países importadores, en general, prefieren comprar crudos para procesarlos en sus propias refinerías, en lugar de adquirir derivados.

América Latina también participa, a partir de 1950, del acelerado ritmo de incremento de la capacidad refinadora que se observa en todo el mundo, con la consiguiente sustitución de importaciones de derivados por la importación de crudos.

Cuadro 20

CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

(Porcentajes)

	1940	1950	1960	1967	1969
Estados Unidos .	58.0	56.0	41.0	26.0	26.6
Europa occidental .	6.0	9.0	18.0	26.5	29.3
Unión Soviética .					
Europa oriental .	12.0	8.0	12.0	16.6	12.1
Medio Oriente .	5.0	8.0	6.0	4.5	4.8
África	—	—	—	1.7	1.7
América Latina ^a .	11.5	12.0	12.5	10.7	10.0
Otras regiones .	7.5	7.0	10.5	14.0	15.5
Mundo (miles de barriles por día)	7 675.0	11 550.0	25 040.0	41 930.0	47 410.0

FUENTE: *Twentieth Century Petroleum Statistics*, Venezuela, Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

^a Incluye Aruba y Curaçao.

Las cifras indicadas para cada país en los cuadros 21 y 22, muestran que en algunos de ellos este proceso se inició mucho antes que en otros y que las tasas de crecimiento son muy variables en los diversos períodos. Venezuela, cuya capacidad de refinación actual es muy superior a la de cualquier país de la región, y que es un importante exportador de derivados, era sólo exportador de crudos hasta 1950.

Los países del Istmo Centroamericano poseen varias refinerías construidas todas durante el presente decenio y con una capacidad superior a 150 000 barriles diarios.

La rapidez del crecimiento de la capacidad de refinación en América Latina fue notablemente mayor en el decenio de 1950 que en el período 1960-1969, porque en el primer período muchos países alcanzaron una capacidad de refinación cercana a sus necesidades internas que posteriormente ha ido creciendo en concordancia con los aumentos de consumo.

El cuadro 23 muestra, para algunos países, la producción y el consumo interno de los principales derivados, en 1955 y 1969.

Puede observarse, en general, la tendencia al autoabastecimiento en derivados obtenidos de crudos nacionales o importados; sin embargo existen déficit de consideración en algunos derivados y excedentes exportables en otros. Sería posible eliminar estas diferencias pero puede ser más económico comprar algunos derivados, especialmente los de menor precio unitario.

La estructura del consumo de los diversos derivados del petróleo se refleja en las características de sus refinerías.

El cuadro 24 muestra las capacidades de conversión (craqueo y reformación catalítica) en relación con la capacidad de destilación primaria, en los Estados Unidos, Europa occidental y América Latina.

Las menores necesidades relativas de producción de gasolina en América Latina se traducen en una menor capacidad de conversión en relación con los Estados Unidos y, así mismo, en una pequeña capacidad de reformación a causa de las menores exigencias en cuanto a octanaje. Europa occidental, que tiene un alto consumo de fuel oil requiere también una pequeña capacidad de conversión.

Cuadro 21

AMÉRICA LATINA: CAPACIDAD DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO

(Miles de barriles diarios)

	1940	1950	1955	1960	1965	1967	1969
Argentina	94.2	151.7	189.1	237.5	423.5	434.1	457.2
Bolivia	0.7	7.2	12.3	11.2	12.2	14.0	11.6
Brasil	6.5	6.5	105.8	208.1	364.9	379.9	501.6
Colombia	14.5	23.8	39.5	78.2	99.9	129.1	140.7
Cuba	4.2	7.3	7.7	86.9	86.6	93.0	93.0
Chile	0.5	0.4	20.0	48.0	83.6	91.0	91.0
Ecuador	2.4	4.4	6.0	13.2	19.2	20.4	33.0
Perú	22.0	35.1	47.5	48.6	63.2	90.0	91.5
Trinidad y Tabago	79.3	100.0	115.0	295.0	385.0	407.0	430.0
Uruguay	5.0	25.2	28.0	28.0	35.0	50.0	40.0
Venezuela	54.4	258.5	520.8	680.0	1 199.9	1 337.7	1 324.4
México	99.8	160.4	408.5	393.0	421.0	517.5	494.5
Otros	—	—	—	—	104.1	135.5	189.3
América Latina	383.5	780.5	1 500.2	2 451.2	3 298.1	3 699.2	3 894.5
Aruba y Curaçao	505.0	624.3	640.0	680.0	740.0	795.0	840.0
Puerto Rico	—	—	—	95.2	150.0	155.0	155.0
Estados Unidos	4 461.1	6 540.3	8 300.0	10 400.0	10 800.0	10 952.5	12 600.0
Mundo	7 674.6	11 549.8	17 500.0	25 040.1	34 882.6	41 924.0	47 410.0
América Latina ^a como porcenta- je del mundo	11.6	12.2	12.2	12.5	11.6	10.7	10.0

FUENTE: *Twentieth Century Petroleum Statistics, Oil and Gas Journal*. Para Venezuela: Ministerio de Minas e Hidrocarburos.^a Incluyendo Aruba y Curaçao.

Cuadro 22

AMÉRICA LATINA: DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO^a
Y TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO

(Porcentajes)

	1940	1950	1960	1969	Tasas de crecimiento			
					1940-1950	1950-1960	1960-1969	1940-1969
Argentina	24.5	19.4	9.7	11.7	4.9	4.5	7.6	5.6
Brasil	1.7	0.8	8.5	12.9	—	41.5	10.3	16.2
Colombia	3.8	3.0	3.2	3.6				
Chile	—	—	2.0	2.3				
Perú	5.8	4.5	2.0	2.4				
México	26.1	20.5	16.1	12.7	4.9	9.4	2.6	5.7
Venezuela	14.2	33.1	41.0	34.0	16.7	14.5	7.7	11.6
Cuba	1.1	0.9	3.6	2.4				
Trinidad y Tabago	20.7	12.1	11.8	11.0				
Bolivia-Ecuador								
Uruguay-Paraguay	2.1	4.7	2.1	2.1				
Otros	—	—	—	4.9				
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	7.5	12.1	5.3	8.3

FUENTE: *Twentieth Century Petroleum Statistics*. Para Venezuela: Ministerio de Minas e Hidrocarburos.^a Sin incluir Aruba ni Curaçao.

Cuadro 23

AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS EN ALGUNOS PAÍSES

(Miles de m³)

	Gasolina		Queroseno		Gasóleo y diesel oil		Fuel oil		Total	
	Produc- ción	Con- sumo	Produc- ción	Con- sumo	Produc- ción	Con- sumo	Produc- ción	Con- sumo	Produc- ción	Con- sumo
1955										
Argentina	2 259	2 259	1 047	1 205	1 346	1 875	3 912	6 279	8 564	11 618
Brasil	1 788	3 805	15	723	342	1 646	1 642	3 901	3 787	10 075
Colombia	791	1 208	179	250	231	316	878	662	2 079	2 436
Chile	284	538	18	211	107	257	264	1 022	673	2 028
Perú	756	717	403	281	629	340	498	658	2 286	1 996
México	2 539	3 426	1 131	1 350	782	1 297	7 601	5 077	12 053	11 150
Total	8 417	11 953	2 793	4 020	3 437	5 731	14 795	17 599	29 442	39 303
1969										
Argentina	5 357	5 168	1 374	1 416	5 049	5 499	8 781	9 212	20 561	21 295
Brasil	8 520	8 858	1 494	1 307	6 046	5 932	8 760	8 404	24 820	24 501
Colombia	2 377	2 555	673	645	1 072	789	2 486	1 267	6 608	5 256
Chile	1 578	1 574	430	535	727	827	1 232	1 631	3 967	4 567
Perú	1 548	1 650 ^a	829	829	1 090	1 090	1 236	1 600 ^a	4 703	5 169
México	7 422	8 232	2 282	2 505	4 405	5 009	6 858	5 598	20 967	21 344
Total	26 802	28 037	7 082	7 237	18 389	19 146	29 353	27 712	81 626	82 132

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones proporcionadas por los países.

^a Estimación.

Cuadro 24

CAPACIDAD DE CONVERSIÓN DE LAS REFINERÍAS

(Miles de barriles diarios y porcentaje)^a

	Destila- ción primaria (1)	Craqueo catalítico		Reformación catalítica	
		(2)	(2)/(1)	(3)	(3)/(1)
Estados Unidos					
1954	10 250.0	6 728.0	65.6	2 160.0	21.1
1962	10 491.0	6 969.6	66.4	2 134.6	20.3
1963	10 620.0	7 274.0	68.5	2 118.8	20.0
1965	10 800.0	7 250.0	67.1	2 200.0	20.4
1967	10 952.5	7 245.4	66.1	2 187.0	20.0
1969	12 600.0	6 200.1	49.2	2 712.7	21.5
Europa occidental					
1954	3 977.5	586.2	14.7	579.3	14.5
1962	5 149.4	657.0	12.8	836.4	16.2
1963	6 263.5	843.8	13.5	946.2	15.1
1965	8 541.9	1 093.6	12.8	1 274.2	14.9
1967	11 085.0	1 255.4	11.3	1 428.5	12.9
1969	13 941.4	1 284.2	9.2	1 949.1	14.0
América Latina					
1959	2 842.3	1 090.2	38.4	74.0	2.6
1962	3 621.5	1 214.2	33.5	166.3	4.6
1963	3 727.9	1 229.2	33.0	153.4	4.1
1965	4 194.5	1 250.4	29.8	192.7	4.6
1967	4 676.8	1 510.0	32.3	300.3	6.4
1969	5 112.5	1 426.1	27.9	278.9	5.5

FUENTE: *Oil and Gas Journal*.^a Respecto de la capacidad de destilación primaria.

Venezuela posee una estructura refinadora adecuada a su comercio exterior de derivados, en que los combustibles pesados (fuel oil) desempeñan un papel cada vez más importante. De esta manera sus refineries presentan un alto rendimiento en estos productos con la consiguiente baja capacidad de craqueo. La tendencia a autoabastecerse de los derivados más valiosos por parte de los países importadores, la demanda de fuel oil en los Estados Unidos y Europa y las características medias de los crudos venezolanos (25° API) son las principales razones que condicionan la estructura de las destilerías de petróleo de este país.

Es de interés observar que más de 55% de la capacidad total de refinación de América Latina en su conjunto, corresponde a refineries de propiedad privada, pero que si se excluyen Venezuela y Trinidad y Tabago que son países exportadores de derivados, en el resto de la región el 80% de la capacidad se encuentra en refineries estatales y este porcentaje tiende a crecer.

7. Evolución del abastecimiento

La producción y abastecimiento futuros de hidrocarburos en América Latina no pueden examinarse independientemente de las tendencias imperantes en los mercados petroleros internacionales.

Recordemos que entre las regiones y países importadores netos de petróleo figuran principalmente Europa, Oceanía, el Lejano Oriente y el Japón; entre los exportadores netos se cuentan Venezuela, el Medio Oriente y África.

Los Estados Unidos autosatisficían hasta 1950, aproxi-

madamente, sus necesidades de consumo y aun presentaban excedentes. En el decenio de 1960 se convirtieron en importadores de un volumen equivalente a más del 20% de su consumo, con crudo y productos provenientes principalmente de Canadá, México, Venezuela, Medio Oriente y África. La disminución de sus reservas conocidas en relación con su producción y razones de seguridad de abastecimiento a largo plazo, serían entre otras las causas principales de esa transformación.

Sin embargo, la causa de esa disminución de reservas reside, en parte, en el menor incentivo para explorar en vista de los menores costos del petróleo proveniente del Medio Oriente.

El Canadá, que importaba casi el 90% de sus requerimientos de petróleo hasta 1950, presenta en 1969 un cuadro muy diferente, pues su producción total podía cubrir más del 90% de su consumo interno.

África que en el decenio de 1940 no alcanzaba a satisfacer con su producción el 20% de sus necesidades, la cuadruplica en 1969 por el rápido incremento de la explotación de sus recursos principalmente en Libia, Argelia y Nigeria, convirtiéndose en importante exportador neto.

El total del comercio mundial de importación-exportación de petróleo crudo, en 1969, alcanzó a algo más de 900 millones de toneladas. Este crudo provino en un 56% del Medio Oriente, un 26% de África, un 8% de Venezuela, un 3% de la Unión Soviética y el saldo de Canadá e Indonesia, principalmente. El destino de este movimiento de petróleo crudo fue en un 60% a Europa occidental, un 15% al Japón, un 9% a los Estados Unidos y el resto a Canadá, el Brasil y numerosos otros países.

El cuadro 25, muestra la evolución de la producción de petróleo en el mundo por zonas principales. Se ve que América Latina va perdiendo terreno en términos relativos, como gran productor por el vigoroso crecimiento del Medio Oriente, África, la Unión Soviética y otros países socialistas. Mientras en 1955-1960 contribuía a la producción mundial con el 18%, en 1970, había bajado su participación a menos del 12%.

Cuadro 25

MUNDO: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR ZONAS PRINCIPALES, 1955-1969 (ALGUNOS AÑOS)

(Miles de metros cúbicos diarios)

	1955	1960	1965	1967	1969
Estados Unidos y Canadá	1 139	1 201	1 358	1 554	1 640
Medio Oriente	526	835	1 310	1 581	1 989
Unión Soviética y otras áreas socialistas	261	513	840	992	1 139
América Latina	437	599	739	781	812
África	—	44	354	498	807
Otros	96	135	176	188	240
<i>Total mundial</i>	<i>2 459</i>	<i>3 327</i>	<i>4 777</i>	<i>5 594</i>	<i>6 627</i>
Participación porcentual de América Latina . .	17.8	18.0	15.5	14.0	12.3

FUENTE: Para América Latina: CEPAL, sobre la base de datos oficiales. Para otras zonas: *World Oil* y *Oil and Gas Journal* (diversos números).

En el cuadro 26, aparece la evolución de la producción del petróleo en la región entre 1955 y 1969. Para América Latina en conjunto, la producción en el decenio 1960-1969 se incrementó en un 35%, pero si se excluye Venezuela, alcanzó al 65%. En términos relativos los mayores aumentos correspondieron a Bolivia, el Brasil, Argentina y Chile. La producción de Venezuela representó el 70% del total de la región en 1969.

Los diversos países latinoamericanos presentan características muy diferentes en su abastecimiento de petróleo. Cabe distinguir a los países exportadores, entre los cuales se destaca claramente Venezuela, al cual le siguen con gran diferencia, Trinidad y Tabago y Colombia;⁶ los países autosuficientes, entre los cuales pueden incluirse aquellos cuyo producción y consumo son semejantes, tales como México, y hasta hace algunos años el Perú y, con una mayor diferencia, la Argentina; otros países son importadores de la totalidad o de una proporción importante de sus necesidades. El Paraguay y el Uruguay, que no son productores, el Brasil que importa los mayores volúmenes en la región y Chile, que importa más de la mitad del crudo que refina, pertenecen a este grupo.

Debe tenerse presente que algunos países han cambiado su posición en los últimos años y otros lo harán en un futuro próximo. El Perú fue exportador en el decenio de 1950 y ha pasado a ser importador.⁷ El Ecuador también fue exportador y hoy importa la mayor parte de sus necesidades de crudo; sin embargo, a corto plazo pasará nuevamente a la categoría de exportador importante, el segundo en la región, después de Venezuela.

También debe anotarse que algunos países son exportadores de derivados, Venezuela en particular; Aruba y Curaçao y Trinidad y Tabago son importadores de crudo destinado a la exportación de derivados.

América Latina en conjunto aparece claramente como región exportadora de crudo y de derivados. En cambio, si se excluye a Venezuela, el resto de la región pasa a ser, decididamente, importador.

El cuadro 27 muestra la posición de los principales países de la región, para los años 1960 y 1969, indicando la producción de crudos, el consumo de cada derivado, en términos del crudo necesario y los saldos que deben importarse o exportarse.

En las columnas correspondientes al consumo se ha incluido el petróleo crudo necesario para obtener los derivados que el país consume, considerando los consumos y pérdidas en las refinerías.

En el grupo de países exportadores, tanto en 1960 como en 1969, el predominio de Venezuela es evidente con el 93% de los saldos exportables, seguido por Trinidad y Tabago y Colombia con 3% cada uno, aproximadamente.

Entre los países importadores se destaca por su volumen el Brasil, que representa el 40% y el 48% del total de importaciones en 1960 y 1969, respectivamente.

La producción total de la región, incluyendo a Venezuela, ha crecido en el período 1960-1969 a razón de 3.4% anual; el consumo, en el mismo período, aumentó en 5.8% anual. El consumo total, en la forma considera-

⁶ El Ecuador se perfila como importante exportador a corto plazo.

⁷ Los muy recientes descubrimientos en la región nororiental del país pueden convertirlo nuevamente en exportador.

Cuadro 26

AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 1955-1969 (ALGUNOS AÑOS)
(Miles de metros cúbicos)

	1955	1957	1960	1965	1967	1969
Argentina	4 850	5 398	10 180	15 625	18 242	20 680
Bolivia	428	568	570	534	2 310	2 350
Brasil	321	1 607	4 710	5 460	8 509	10 180
Colombia	6 314	7 273	8 870	11 638	11 031	12 290
Cuba	60	63	25	29	135	130
Chile	410	689	1 150	2 020	1 966	2 120
Ecuador	561	507	460	453	347	260
México ^a	14 526	14 658	17 290	21 008	23 835	26 770
Perú	2 741	3 056	3 070	3 668	4 110	4 190
Trinidad y Tabago	3 958	5 416	6 740	7 769	10 334	9 130
Venezuela	125 183	161 281	165 610	201 533	205 551	208 560
Total América Latina . . .	159 352	200 516	218 675	269 737	286 370	296 660
Total (excluida Venezuela)	34 169	39 235	53 065	68 204	80 819	88 100

FUENTE: CEPAL, sobre la base de estadísticas oficiales.

^a Incluye líquidos de absorción.

Cuadro 27

AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE CRUDO Y CONSUMO DE DERIVADOS EN TÉRMINOS
DEL CRUDO NECESARIO, 1960 Y 1969
(Miles de metros cúbicos)

	1960			1969		
	Producción	Consumo	Diferencia	Producción	Consumo	Diferencia
Argentina	10 180	15 510	- 5 330	20 680	24 310	- 3 630
Bolivia	570	360	+ 210	2 350	620	+ 1 730
Brasil	4 710	15 530	- 10 820	10 180	28 300	- 18 120
Colombia	8 870	3 670	+ 5 200	12 290	5 930	+ 6 360
Chile	1 150	2 790	- 1 640	2 120	5 420	- 3 300
Ecuador	460	690	- 230	260	1 300	- 1 040
México	17 290	16 430	+ 860	26 770	26 650	+ 120
Paraguay	—	150	- 150	—	250	- 250
Perú	3 100	3 040	+ 60	4 190	5 600	- 1 410
Trinidad y Tabago	6 770	1 100	+ 5 670	9 130	1 900	+ 7 230
Uruguay	—	1 500	- 1 500	—	1 860	- 1 860
Venezuela	165 600	5 200	+ 160 400	208 560	7 900	+ 200 660
Otros	30	7 400	- 7 370	130	12 000	- 11 870
Totales	218 730	73 370		296 660	122 040	
			+ 172 400			+ 216 100
			- 27 040			- 41 480
			+ 145 360			+ 174 620

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

Cuadro 28

PARTICIPACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO DE AMÉRICA
LATINA EN EL ABASTECIMIENTO TOTAL
DE LA MISMA REGIÓN
(Miles de m³ y porcentajes)

	Importaciones de crudo (excluyendo Aruba y Curaçao)			Importaciones de crudo (incluyendo Aruba y Curaçao)		
	Tota- les (1)	Desde la región (2)	Porcen- tajes (2)/(1)	Tota- les (3)	Desde la región (4)	Porcen- tajes (4)/(3)
1950	6 272	4 615	73.6	49 829	48 172	96.7
1955	13 624	8 985	65.9	57 506	52 867	91.9
1960	22 999	15 085	65.6	63 882	55 968	87.6
1965	44 105	23 030	52.2	88 200	67 125	76.1
1966	46 490	23 238	50.0	89 600	66 348	74.0
1967	43 470	24 600	56.6	87 718	68 848	78.5
1968	48 510	27 800	57.3	89 449	68 739	76.8
1969	55 400	27 310	49.2	97 302	69 212	71.1

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

da, representaba en 1960 el 32% de la producción y en 1969 equivalía al 41% de la producción de la región.

Si se excluye Venezuela, la producción del resto de la región satisfizo, aproximadamente, el 73% de su consumo, tanto en el año 1960 como en 1969.

En muchos países importadores una parte del consumo se abastece con importación de derivados, pero la tendencia general es hacia la importación de petróleo crudo. Asimismo, en algunos se observan exportaciones e importaciones de petróleo crudo y de derivados.

8. Evolución del comercio exterior intrarregional y
extrarregional: Incidencia en la
balanza comercial

Es conveniente enfocar el comercio internacional del petróleo latinoamericano desde dos puntos de vista: el papel que desempeña América Latina en el panorama mundial, y la escala en que la actividad petrolera está orientada hacia adentro y hacia afuera de la región.

Las importaciones latinoamericanas de petróleo crudo

Cuadro 29

AMÉRICA LATINA: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS DERIVADOS
IMPORTADOS DE FUERA DE AMÉRICA LATINA

(Miles de m³ y porcentajes)

	1945	1950	1955	1960	1965	1968
<i>Gas licuado</i>						
Total	—	30	58	432	1 516	2 400
Fuera de América Latina . .	—	30	54	174	970	1 450
Porcentaje	—	100.0	93.1	40.3	64.0	60.4
<i>Gasolina</i>						
Total	1 030	3 855	3 882	2 833	1 200	1 730
Fuera de América Latina . .	169	646	982	586	24	390
Porcentaje	16.4	16.8	25.3	20.7	2.0	22.5
<i>Queroseno</i>						
Total	138	451	1 548	1 094	559	540
Fuera de América Latina . .	20	36	426	97	2	22
Porcentaje	14.5	8.0	27.5	8.8	0.4	4.1
<i>Gasóleo y diesel oil</i>						
Total	554	1 023	2 790	3 025	1 359	1 009
Fuera de América Latina . .	82	83	712	554	678	370
Porcentaje	14.8	8.1	25.5	18.3	49.9	36.7
<i>Fuel oil</i>						
Total	5 070	7 235	7 022	4 880	2 036	1 924
Fuera de América Latina . .	278	559	1 190	425	326	243
Porcentaje	5.5	7.7	16.9	8.7	16.0	12.6
<i>Total^a</i>						
Total	6 792	12 594	15 300	12 264	6 670	7 603
Fuera de América Latina . .	549	1 354	3 364	1 836	2 000	2 475
Porcentaje	8.1	10.8	22.0	15.0	30.0	32.5

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales sobre comercio exterior.

^a No incluye Cuba.

Cuadr

AMÉRICA LATINA: COMERCIO INTERN

Importaciones cif

(Valores e

	Petróleo crudo						
	Importaciones de			Exportaciones a			
	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latin.
Argentina	20 033.9	22 509.7	42 543.6	895.4	—	895.4	14 075.9
Bolivia ^a	—	1.5	1.5	7 852.0	16 410.0	24 262.0	1 095.3
Brasil	40 742.0	159 669.0	200 411.0	—	—	—	422.0
Colombia	—	5.2	5.2	12 763.4	43 908.4	56 671.8	433.5
Costa Rica	5 021.8	—	5 021.8	—	—	—	915.0
Chile	35 762.2	28.8	35 791.0	—	—	—	1 306.1
Ecuador ^a	6 235.0	—	6 235.0	1 078.6	—	1 078.6	—
El Salvador ^a	10 132.1	—	10 132.1	—	—	—	187.9
Guatemala ^a	483.0	—	483.0	0.1	—	0.1	549.5
Haití	...	...	...	...	...	...	...
Honduras ^a	3 623.6	—	3 623.6	—	—	—	2 643.4
México	—	—	—	414.5	1 966.9	2 381.4	2 596.2
Nicaragua ^a	5 975.9	—	5 975.9	—	—	—	206.7
Panamá ^a	53 518.6	—	53 518.6	—	—	—	23.5
Paraguay ^b	74.2	3 333.6	3 407.8	—	—	—	642.9
Perú	5 688.2	427.6	6 115.8	1 185.1	3 301.4	4 486.5	3 152.3
República Dominicana ^c	911.1	2 816.1	3 727.2	—	—	—	880.4
Uruguay	1 860.1	17 533.6	19 393.7	—	—	—	572.7
Venezuela	—	38.0	38.0	198 449.0	1 847 695.0	2 046 144.0	217.0
Total	190 061.7	206 363.1	396 424.8	222 638.1	1 913 281.7	2 135 919.8	29 920.3

FUENTES: SIECA, *Anuario de Comercio Exterior* y *Anuario Estadístico Centroamericano de Comercio Exterior*, 1968. Para el Brasil: *Commodity*

NOTA: Este cuadro no incluye las transacciones del gas natural y del licuado. Las informaciones originales provienen de los registros aduaneros.

^a Año 1968.^b Cifras *job* convertidas a *cif* por comparación de totales *cif* y *job*.^c Datos *job* convertidos a *cif* con un crecimiento de 12% en las importaciones.

desde la región disminuyeron significativamente como puede verse en el cuadro 28.

Así, si se incluye a Aruba y Curaçao, el descenso relativo es del 97% en 1950 al 71% en 1969, pero si se los excluye, alcanzan al 49% en este último año, después de haber superado el 73% en 1950.

Esta tendencia es más nítida, por supuesto, en relación con los importadores netos y los no productores de crudo, con sus crecientes compras al Medio Oriente, África y la Unión Soviética. Pero se manifiesta igualmente en países como Trinidad, país refinador para exportación.

También con relación a los derivados se evidencia mayor participación en las importaciones de fuera de la región, como muestra el cuadro 29.

Los países autosuficientes netos y los que son productores e importadores a la vez, presentaron mayores bajas en las importaciones de derivados de la región. El gas licuado presenta el principal aumento en las importaciones desde fuera de la región.

El cuadro 30 da una idea de lo que representa en valor el comercio internacional de petróleo en toda América Latina, para el año 1969. En él se puede observar el egreso de divisas que, para algunos países de la región, implican las tendencias señaladas.

En algunos países como la Argentina, el Brasil, el Paraguay y el Uruguay, la importación de petróleo y derivados ha constituido en el último decenio una pesada carga para el balance de pagos. (Véase el cuadro 31.)

Durante 1969 representó: 6.2, 12.3, 6.4 y 12.2% del total de sus respectivas importaciones.

En cambio, la exportación de petróleo y derivados constituye la casi totalidad de las exportaciones de Venezuela y asimismo es importante fuente de divisas en el caso de Colombia y, en menor grado, en el de Bolivia.

Las cifras reunidas en el cuadro 32 permiten observar que, tomando un grupo de países de América Latina, el valor de las importaciones y de las exportaciones se mantuvo casi constante entre 1958 y 1959, a pesar del gran aumento en volumen de las importaciones del crudo.

La mayor disminución en el valor de las importaciones de petróleo y derivados, se observa en la Argentina, donde de 211 millones de dólares en 1958 bajó a 98 millones en 1969. Los aumentos en valor son menores que los aumentos de volúmenes de importación debido, por una parte, a la sustitución de las importaciones de derivados por importaciones de crudo y, por otra, a la caída de los precios internacionales del crudo en el período considerado. Sin embargo, la fuerte tendencia al alza en el mercado del crudo que se ha observado más recientemente (1971) puede alterar esta situación, lo que agravaría el impacto de la importación de hidrocarburos sobre la balanza de pagos de algunos países.

Cabe recordar que además de las importaciones de crudo y derivados, inciden en la balanza de pagos las importaciones de maquinarias, equipos y materiales que requiere la industria del petróleo y del gas, para su producción, procesamiento y transporte.

ANAL DE PETRÓLEO Y DERIVADOS, 1969

Exportaciones FOB

en miles de dólares)

Derivados del petróleo					Lubricantes					
Importaciones de		Exportaciones a			Importaciones de		Exportaciones a			
Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total	América Latina	Otros	Total
16 767.4	30 813.3	718.2	2 379.1	3 097.3	3 727.8	8 329.2	12 057.0	1 582.7	2.0	1 584.7
117.3	1 212.6	17.7	—	17.7	2.8	669.0	671.8	8.4	0.1	8.5
10 878.0	11 300.0	235.0	3 022.0	3 257.0	1 811.0	24 007.0	25 818.0	—	—	—
2 105.4	2 538.9	1 603.0	18 518.3	20 121.3	407.4	5 173.6	5 581.0	145.8	7.9	153.7
1 321.1	2 236.1	262.9	15.0	277.9	24.4	2 107.9	2 132.3	3.1	3.1	6.2
12 504.8	13 810.9	—	—	—	364.7	3 689.7	4 054.4	—	—	—
1 303.7	1 303.7	—	—	—	182.0	1 928.6	2 110.6	—	—	—
278.2	466.1	2 619.0	419.2	3 038.2	37.7	1 404.6	1 442.3	307.7	0.7	308.4
1 177.6	1 727.1	12.4	68.8	81.2	83.0	2 979.2	3 062.2	3.6	0.1	3.7
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
3 153.7	5 797.1	1 288.6	635.2	1 923.8	47.0	1 536.0	1 583.0	172.9	—	172.9
8 616.6	11 212.8	343.2	29 067.4	29 410.6	9.0	11 351.4	11 360.4	26.8	133.9	160.7
1 953.8	2 160.5	2.2	—	2.2	59.0	1 731.9	1 790.9	0.9	—	0.9
1 051.8	1 075.3	469.1	18 388.3	18 857.4	3.0	1 926.3	1 930.1	—	—	—
191.1	834.0	—	—	—	80.5	990.2	1 070.7	—	—	—
3 734.0	6 886.3	15.2	1 005.9	1 021.1	890.6	4 530.1	5 420.7	3.4	17.9	21.3
7 584.9	8 465.3	—	—	—	380.1	2 366.4	2 746.5	—	—	—
2 026.6	2 599.3	—	—	—	935.1	1 195.1	2 130.2	—	—	—
3 691.0	3 908.0	31 139.0	765 367.0	796 506.0	—	1 125.0	1 125.0	5 112.0	10 669.0	15 781.0
78 457.0	108 377.3	38 725.5	838 886.2	877 611.7	9 045.9	77 041.2	86 087.1	7 367.3	10 834.7	18 202.0

Trade Statistics N° 1-37. Para el Paraguay: Banco Central del Paraguay, Boletín Estadístico Mensual, N° 154.
ros, los que en el caso de las exportaciones se basan en los "precios cotizados", que son superiores a los "realizados".

Cuadro 31

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS EN EL VALOR TOTAL DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ALGUNOS PAÍSES

(Millones de dólares y porcentajes)

	1958			1962			1968			1969 ^a		
	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje	Petróleo y derivados	Total	Porcentaje
<i>Importaciones</i>												
Argentina	210.9	1 232.6	17.1	135.9 ^b	1 356.5	10.0	82.7	1 169.2	7.1	98.3	1 576.1	6.2
Brasil	281.2	1 352.4	20.8	242.6	1 475.0	16.4	291.0	2 131.8	13.7	278.0	2 265.0	12.3
Chile	37.4	414.5	9.0	29.5	511.6	4.8	40.9	742.7	5.5	53.3	902.1	5.9
Ecuador	3.1	103.5	3.0	3.6	97.1	3.7	9.5	240.3	3.9	15.2 ^c	262.1	5.8
México	40.7 ^d	1 128.6	3.6	17.0 ^d	1 143.0	1.5	34.7 ^d	1 962.0	1.8	42.7	2 079.7	2.1
Paraguay	2.9 ^e	26.2 ^e	11.1	3.5	34.7	10.1	4.9	61.5	8.0	4.5	70.4	6.4
Perú	11.9	382.7	3.1	16.7	534.3	3.1	24.6	629.8	3.9	18.4	600.0	3.1
Uruguay	37.4	143.1	26.1	30.3	228.6	13.5	27.0	159.3	16.9	24.1	197.3	12.2
<i>Total</i>	<i>626.5</i>	<i>3 783.6</i>	<i>16.6</i>	<i>479.1</i>	<i>5 380.8</i>	<i>8.9</i>	<i>515.3</i>	<i>7 096.6</i>	<i>7.3</i>	<i>534.5</i>	<i>7 952.7</i>	<i>6.7</i>
<i>Exportaciones</i>												
Argentina	0.0	...	0.0	12.6	1 216.0	1.0	13.3	1 367.8	0.9	5.7	1 612.1	0.4
Bolivia	5.1	50.1	10.2	1.4	58.9	2.4	24.3	159.7	15.2	23.0	182.3	12.6
Colombia	76.7	460.7	16.6	68.8	463.3	14.8	57.1	558.3	10.2	75.6	605.2	12.5
Ecuador	0.8	135.3	0.6	1.0	142.8	0.7	0.9	220.1	0.4	1.0	182.8	0.5
México	30.1	732.4	4.1	38.9	929.3	4.2	35.8	1 253.7	2.9	36.7	1 431.1	2.6
Perú	15.7	283.6	5.5	13.5	539.8	2.5	11.3	864.8	1.3	6.3	870.9	0.7
Venezuela	2 297.5	2 321.4	99.0	2 342.9	2 593.6	90.3	2 356.0	2 537.0	92.9	2 306.0	2 523.0	91.4
<i>Total^f</i>	<i>2 425.9</i>	<i>2 983.5</i>	<i>60.9</i>	<i>2 479.1</i>	<i>5 493.7</i>	<i>41.7</i>	<i>2 498.7</i>	<i>6 961.4</i>	<i>35.9</i>	<i>2 454.3</i>	<i>7 407.4</i>	<i>33.1</i>

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales y de *International Financial Statistics* del Fondo Monetario Internacional.^a Se incluyen las transacciones de gas natural y licuado. Los valores corresponden a "precios realizados".^b Incluye 54.1 millones de dólares de aceite de pizarras bituminosas.^c Estimado a base del volumen importado.^d Incluye el valor del gas natural.^e Año 1959.^f Representa más del 95% del total para América Latina.

Cuadro 32

AMÉRICA LATINA: BALANCE DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO DERIVADOS EN ALGUNOS PAÍSES

(Millones de dólares)

	1958			1968			1969		
	Exportación ^a	Importación ^b	Saldo	Exportación ^a	Importación ^b	Saldo	Exportación ^a	Importación ^b	Saldo
Argentina	—	211	— 211	13	83	— 70	6	98	— 92
Bolivia	5	—	5	24	—	24	23	—	23
Brasil	26	281	— 255	—	291	— 291	—	278	— 278
Colombia	77	4	73	57	—	57	76	—	76
Chile	—	37	— 37	—	41	— 41	—	54	— 54
Ecuador	1	3	— 2	1	10	— 9	1	15	— 14
México	30	41	— 11	36	35	1	37	43	— 6
Paraguay	—	3	— 3	—	5	— 5	—	5	— 5
Perú	16	12	4	11	25	— 14	6	18	— 12
Uruguay	—	37	— 37	—	27	— 27	—	24	— 24
Venezuela	2 297	—	2 297	2 356	—	2 356	2 306	—	2 306
<i>Total</i>	<i>2 426</i>	<i>626</i>	<i>1 826</i>	<i>2 498</i>	<i>517</i>	<i>1 981</i>	<i>2 455</i>	<i>535</i>	<i>1 920</i>
Sin Venezuela	129	629	— 474	142	517	— 375	151	535	— 386

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Valores *foh*.^b Valores *ci*/ excepto el Paraguay que figura con valores *foh*.

B. PERSPECTIVAS PARA 1971-1980

Se ha considerado útil hacer una proyección que dé una visión general de las perspectivas del consumo y de la producción de hidrocarburos, hasta 1980, en los países de la región.

Un estudio de esta naturaleza presenta grandes dificultades, tanto en las estimaciones de la demanda como de la oferta, aun cuando sólo se pretenda llegar a cifras ilustrativas de las tendencias.

El crecimiento del consumo, a partir de las últimas cifras conocidas para cada país, dependerá de un sinnúmero de circunstancias difíciles de estimar. Entre ellas pueden mencionarse: las condiciones económicas futuras de cada país que afectarán el nivel de producción total de bienes y servicios, las políticas de precios para los derivados del petróleo y otras fuentes de energía, las facilidades o restricciones para la importación de vehículos, el crecimiento de la población, la producción interna de petróleo y muchas otras.

El crecimiento de la producción de crudo y gas natural en cada país es aún más difícil de estimar. Dependerá de las condiciones geológicas de zonas que en muchos casos no han sido exploradas o lo han sido sólo parcialmente, de las políticas nacionales de asignación de capitales para la exploración y desarrollo, del trato a los capitales y las empresas extranjeras, de las condiciones económicas generales de los diversos países, del nivel de precios del petróleo en los mercados internacionales, del nivel de los fletes, y de tantas otras circunstancias que pueden promover o desalentar el desarrollo petrolero en cada país.

1. Proyecciones del consumo interno

Las proyecciones del consumo interno se hicieron por diversos métodos y las cifras adoptadas son el resultado

de la comparación de los volúmenes obtenidos en cada caso.

Se utilizaron modelos que toman como variable el tiempo, a base de series históricas; o el producto interno bruto o ambos. Se utilizaron modelos sectoriales para diversos derivados, en el conjunto de la región y para algunos países.

Los valores extremos obtenidos para el año 1980 difieren del valor adoptado en aproximadamente 15%.

El cuadro 33 muestra el consumo estimado de derivados en 1975 y 1980 para cada país principal de la región, expresado como petróleo crudo, incluidas las pérdidas estimadas de refinación; ello equivale a suponer un autoabastecimiento de derivados a partir de refinerías nacionales de acuerdo con la actual tendencia de remplazar las importaciones de derivados por importaciones de crudo.⁸

2. Proyecciones de la producción de crudo

Las proyecciones de producción se hicieron a base de los planes conocidos para algunos países en cuanto a exploración y desarrollo. Se consideraron las características de las diversas cuencas sedimentarias, conocidas pero no desarrolladas, los resultados de exploraciones más recientes y los antecedentes históricos de cada país.

⁸ En el Programa de Recursos Naturales y Energía de la CEPAL se está realizando actualmente otra proyección estocástica del consumo probable de petróleo en diez países de la región (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, México, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela) para los años 1975 y 1978. Los resultados preliminares de este nuevo estudio indican que para cada uno de esos diez países la estimación para 1975, en el intervalo de seguridad del 95%, incluye las cifras pertinentes del cuadro 33.

Cuadro 33

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO, 1975 Y 1980

(Miles de metros cúbicos)

	1975			1980		
	Producción	Consumo	Diferencia	Producción	Consumo	Diferencia
Argentina	30 000	34 000	- 4 000	40 000	44 500	- 4 500
Bolivia	3 600	900	+ 2 700	5 000	1 200	+ 3 800
Brasil	16 000	40 000	- 24 000	25 000	55 000	- 30 000
Colombia	15 000	8 000	+ 7 000	20 000	10 500	+ 9 500
Chile	2 500	7 800	- 5 300	2 500	10 000	- 7 500
Ecuador	15 000	2 300	+ 12 700	25 000	3 200	+ 21 800
México	36 000	37 000	- 1 000	45 000	48 000	- 3 000
Paraguay	—	400	- 400	—	600	- 600
Perú	5 000	8 000	- 3 000	7 000	10 500	- 3 500
Trinidad y Tabago	10 000	2 500	+ 7 500	12 000	3 700	+ 8 300
Uruguay	—	2 600	- 2 600	—	3 400	- 3 400
Venezuela	240 000	11 000	+229 000	270 000	14 000	+256 000
Otros	150	16 000	- 15 850	200	20 000	- 19 800
Totales	373 250	170 500		451 700	224 600	
			+258 900			+299 400
			- 56 150			- 72 300
			+202 750			+227 100

NOTA: Los nuevos descubrimientos en el Perú después que se terminó este estudio pueden alterar apreciablemente las cifras indicadas para 1980.

Debe subrayarse lo incierto de estas cifras, que son afectadas por muy diversas condiciones que podrían variar fundamentalmente.

3. *Balance volumétrico proyectado de producción y consumo*

El cuadro 33 ya citado en relación con los consumos proyectados para 1975 y 1980 indica, además, las proyecciones de producción para esos años y las diferencias entre producción y consumo para cada país.

En estas estimaciones y en las diferencias entre producción y consumo, se mantiene, naturalmente, la posición preponderante de Venezuela y se aprecia nuevamente que la región, excluida Venezuela, es importadora neta.

El país que altera su posición fundamentalmente es el Ecuador, que de importador de la mayor parte de sus necesidades de petróleo pasa a ser el segundo país exportador, aunque a un nivel muy diferente de Venezuela.⁹

El Brasil figura en el cuadro como el mayor importador en 1975 y 1980, como lo es actualmente, a pesar del gran aumento de su producción estimado de acuerdo con el notable esfuerzo exploratorio que se desarrolla.

En 1980, la región en conjunto, excluida Venezuela, produciría el 85% de sus necesidades de crudo pero, incluido ese país, produciría aproximadamente el doble de su consumo total.

⁹ Como se mencionó anteriormente, los recientes descubrimientos en el Perú después que se terminó este estudio, pueden alterar apreciablemente las cifras indicadas para 1980.

Capítulo II

INVERSIONES EN LA INDUSTRIA

A. EVOLUCIÓN RECIENTE

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

En las fases de exploración y desarrollo existe un fuerte elemento de inseguridad, muy especialmente en la primera sujeta al riesgo minero, del que están exentas las etapas industrial, de transporte y de comercialización.

Por consiguiente, parece útil intentar una diferenciación entre las inversiones que demanda separadamente cada una de las etapas mencionadas. Nadie ignora la dificultad de analizar las cifras de esta naturaleza para varios países latinoamericanos. En muy contados casos existen para ellos 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.

Hay que empezar por eliminar la aplicación de coeficientes medios 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 encubre 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.

Algunas fuentes¹ estiman que entre 1965 y 1980, la inversión media mundial por barril adicional de capacidad de abastecimiento diario de petróleo, con grandes variaciones geográficas, sería del orden de 4 700 dólares, una disminución con respecto a la experiencia histórica. De este total unos 2 000 dólares corresponden a exploración, desarrollo y producción, y unos 900 dólares a cada una de las tres etapas subsiguientes: refinación, transporte y comercialización.

Por otra parte, un estudio más reciente² calcula que el mundo —exceptuando los países socialistas— en el período 1969-1980 debería realizar una inversión bruta acumulada de 255 000 millones de dólares de 1969, para incrementar el abastecimiento en 26 millones de barriles diarios (de 34 millones a 60 millones de barriles diarios), “y también una muy grande cantidad de gas natural”. Esto representa un promedio de 9 800 dólares por barril de capacidad diaria adicional si sólo se consideran

los hidrocarburos líquidos, y 6 500 por barril si se considera también el gas natural, en su equivalente líquido. Su estructura porcentual sería la siguiente (según la experiencia de 1968): exploración, desarrollo y producción, 42; refinación y otras unidades de proceso, 25; comercialización, 15; y otros, 3. El crecimiento del consumo en el mismo período sería de un 75% aproximadamente.

El consumo acumulado en el mismo período sería superior a 200 000 millones de barriles de petróleo crudo de modo que la inversión total para el abastecimiento de tal consumo representaría cerca de 1.30 dólares por barril, sin considerar el gas natural, y aproximadamente 0.90 si se le considera por el equivalente líquido.

Para el período 1955-1959 las inversiones fueron del orden de 12 000 dólares por barril adicional de capacidad de producción diaria en el mundo —excluidos los países socialistas— y de casi 30 000 dólares para los Estados Unidos.³ El cuadro 34 da una visión de la estructura de esas inversiones.

La etapa que ha requerido históricamente la mayor cuantía de inversiones —al menos en América Latina— es la producción, incluida la actividad exploratoria y de desarrollo. La más aleatoria es, sin duda, la de exploración de zonas presumiblemente petrolíferas. La posibilidad de éxito depende de factores locales difíciles de correlacionar. Sobre ambas etapas hay información relativamente abundante, expresada en cuadrilla/mes, hectáreas cubiertas, tipo de terreno, pozos perforados, etc.

Lamentablemente, las informaciones sobre reservas, basadas en diferentes criterios, introducen imperfecciones en los cálculos de las inversiones unitarias para probar reservas, lo que incluye exploración y desarrollo. Sin embargo, puede señalarse que varían mucho de uno a otro de

³ Organización Europea de Cooperación Económica (OECE), *Le Pétrole*, 1960, págs. 25 y 75.

Cuadro 34

ESTRUCTURA DE LAS INVERSIONES EN PETRÓLEO^a

(Porcentajes)

	1956-1965		Acumuladas a 1962	
	Estados Unidos	Resto de los países	Estados Unidos	Resto de los países
Producción	71	37	61	31
Refinación	10	17	14	14
Transportes	6	25	8	26
Comercialización . .	8	16	11	11
Petroquímica y otros	5	5	6	5

FUENTE: OCDE, *Oil Today*, 1964.

^a Excluidos los países socialistas.

¹ *Petroleum Press Service* (marzo de 1965), pág. 82.

² The Chase Manhattan Bank, *Capital Investment of the World Petroleum Industry*, 1968, pág. 2.

los países de América Latina. Según algunos técnicos latinoamericanos consultados, tal inversión unitaria no sería superior a 0.10 dólares el barril, en Venezuela; en México sería aproximadamente de 0.20 dólares; en el Brasil podría alcanzar los 0.60 dólares, y en Argentina, 0.25.

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 de información cuya utilidad no debe desconocerse.

Las limitaciones que se indicaron en lo que antecede, no afectan a las etapas restantes. Se cuenta con información bastante precisa sobre el costo de las refinerías recientemente construidas o en proceso de construcción o licitación en casi todos los países de América Latina y sobre sus características técnicas, y con un abundante material de referencia de tipo internacional, que puede aplicarse, con los ajustes del caso. Lo propio ocurre con los medios de transporte, sobre todo ductos de determinados diámetros y longitud, con la indicación del tipo de terreno, características del fluido, etc. También son fáciles de calcular las inversiones necesarias para distribución interna.

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.

Para la producción (incluido el desarrollo), el elemento determinante es la perforación e instalación 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 equipo adicional a esa inversión se calcula sin dificultad como derivado.

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

A título de orientación podría citarse que el costo medio de perforación en los Estados Unidos varía entre 100 dólares por metro (plataforma continental hasta 3 000 metros de profundidad) y 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 un millón de dólares o más cada uno.

Sobre el particular se dispone de buenos datos para Venezuela (véase el cuadro 35),⁵ para el quinquenio 1960-1965. Para años anteriores, las cifras varían dentro de

Cuadro 35

VENEZUELA: COSTO MEDIO POR METRO PERFORADO, 1961-1965

(Dólares)

	Exploración	Producción
De 1 000 a 2 500 metros . . .	60	70
Más de 2 500 metros	150	100

Cuadro 36

ARGENTINA: COSTOS MEDIOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS DE EXPLOTACIÓN

Profundidad media (metros)	Dólares/metro
De 1 000 a 2 700	60-65
De 3 000 a 3 300	70
Más de 4 000	160-185

FUENTE: Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

un amplio margen, siendo en general más bajas para los pozos de producción y más altas para la exploración.⁶

Hay bastante diferencia entre yacimientos, siendo varias veces más altos en Maracaibo (principal región productora), que en Barcelona.

En Argentina los costos medios de perforación y terminación de pozos pueden observarse en el cuadro 36.

Los costos para los pozos de exploración en tierra oscilan alrededor de los 180 000 dólares (para profundidades cercanas a los 2 000 - 2 500 metros), y han alcanzado el millón de dólares para 4 000 o más metros.

1. Participación de América Latina en las inversiones mundiales

Los cuadros 37 y 38 ilustran la distribución de las inversiones petroleras acumuladas en las principales zonas productoras y consumidoras del mundo.⁷ Se aprecia que, aun disminuyendo su participación en el total mundial, los Estados Unidos siguen absorbiendo alrededor del 50% del capital existente en la industria petrolera del mundo occidental.

Asimismo, se observa que la inversión acumulada neta de América Latina representa una proporción menor en 1969 que en 1961, y aun que en 1946. Ello en parte se explica por la pequeña importancia relativa de América

⁶ Los años 1959 y 1960 dan costos superiores en todos los casos.

⁷ En este trabajo se consideran inversiones las aplicaciones de capital destinadas a la expansión, modernización y renovación en las propiedades, plantas y equipos utilizados por la industria en sus diferentes actividades (producción, transporte, refinerías, ventas). Las nuevas inversiones son los desembolsos anuales para cubrir esas necesidades. La inversión bruta es el resultado acumulativo de las nuevas inversiones. La inversión neta o activo fijo neto, es la cifra que se obtiene al deducir de la inversión bruta partidas acumuladas que miden el desgaste de capital. Estas comprenden las partidas anuales aplicadas a la depreciación, amortización y asignaciones por agotamiento de las propiedades, plantas, equipos y reservas probadas de la industria.

⁴ *Oil & Gas Journal*, 15 de noviembre de 1965, pág. 127.

⁵ Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, *Petróleo y otros datos estadísticos*, 1966, octubre de 1967.

Cuadro 37

DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LA INVERSIÓN PETROLERA NETA EN ACTIVOS FIJOS, 1946 A 1969

(Porcentajes del total)

	1946	1955	1961	1965	1968	1969
Estados Unidos	70.0	62.0	49.6	48.3	46.5	45.7
Canadá	1.4	5.0	6.2	6.2	6.2	6.3
América Latina	10.3	8.2	11.2	9.1	8.0	8.0
Venezuela	4.9	4.4	5.1	3.1	2.0	1.9
Otros países del hemisferio occidental	5.4	3.8	6.1	6.0	6.0	6.1
Europa occidental	5.1	7.2	11.2	13.3	15.3	15.1
África	1.0	0.9	3.5	3.9	4.1	4.1
Medio Oriente	4.3	4.8	4.2	3.5	3.4	3.4
Lejano Oriente	2.5	3.5	4.3	5.5	6.0	6.4
Inversiones internacionales en tanqueros	5.4	8.4	9.8	10.2	10.5	11.0
<i>Total (millones de dólares)</i>	<i>12 150</i>	<i>33 725</i>	<i>61 250</i>	<i>78 200</i>	<i>98 415</i>	<i>105 730</i>

FUENTE: Chase Manhattan Bank, *Investment Patterns in the World Petroleum Industry*, diciembre de 1956; *Capital Investments of the World Petroleum Industry*, distintos números.

Latina como región petrolera y por el hecho de que, en los últimos años, las inversiones se han dirigido principalmente a las nuevas zonas productoras del Medio Oriente y del Norte de África y a los grandes centros consumidores de Europa occidental.

La cuota de América Latina en el total mundial, excluyendo los Estados Unidos, baja del 34.2% en 1946 al 18.6% en 1965, y al 14.8% en 1969. Esa baja se debe esencialmente a Venezuela, principal productor latinoamericano, cuya participación en 1969 es más baja que en cualquiera de los años anteriores. La parte correspondiente al total de los demás países de América Latina se elevó del 5.4 al 6.1% entre 1946 y 1969.

La participación de Venezuela en las inversiones petroleras netas mundiales, excluyendo a los Estados Unidos, desciende del 16.4% en 1946, al 6.0% en 1965 y al 3.5% en 1969.

Las cifras correspondientes a la inversión bruta a fines de 1970 pueden estimarse en 206 000 millones de dólares y la inversión neta en 114 000 millones. De este último total, correspondería a Venezuela aproximadamente al 2%.

2. Distribución de las inversiones por sectores

Prácticamente toda la información que sigue sobre inversiones en petróleo (exploración, desarrollo, producción, etc.) incluye la correspondiente a gas natural porque en la región suele no haber un desglose adecuado, sobre todo con relación al gas asociado.

En los cuadros 39 y 40 se muestra la distribución funcional de las inversiones petroleras en América Latina, que difiere de la de Venezuela sola (véanse los cuadros 41 y 42).

Cuadro 38

DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LA INVERSIÓN PETROLERA BRUTA EN ACTIVOS FIJOS, 1946 A 1969

(Porcentajes del total)

	1946	1955	1961	1965	1968	1969
Estados Unidos	71.9	63.8	54.5	51.9	49.7	48.6
Canadá	1.7	4.0	5.0	5.1	5.3	5.3
América Latina	9.8	9.3	11.2	10.2	9.6	9.7
Venezuela	4.7	5.4	5.5	4.5	3.7	3.7
Otros países del hemisferio occidental	5.1	3.9	5.7	5.7	5.9	6.0
Europa occidental	4.6	6.4	9.7	11.6	13.4	13.6
África	0.7	0.7	2.6	3.2	3.3	3.4
Medio Oriente	3.7	4.3	4.0	3.7	3.7	3.7
Lejano Oriente	2.2	3.1	4.0	5.0	5.5	5.8
Inversiones internacionales en tanqueros	5.4	8.4	9.0	9.3	9.5	9.9
<i>Total (millones de dólares)</i>	<i>24 600</i>	<i>63 300</i>	<i>111 750</i>	<i>114 375</i>	<i>178 850</i>	<i>191 500</i>

FUENTES: Las mismas del cuadro 4.

Cuadro 39

AMÉRICA LATINA: NUEVAS INVERSIONES
EN PROPIEDADES, INSTALACIONES Y EQUIPOS
DE LA INDUSTRIA PETROLERA, 1946 A 1969

(Porcentajes del total)

	Distribución porcentual					Total (millones de dólares)
	Producción ^a	Transporte	Refinería	Mercadeo	Otros	
1946	77.3	3.0	12.1	6.1	1.5	330
1947	66.7	5.2	20.8	7.3	—	480
1948	64.5	8.1	21.8	4.8	0.8	620
1949	66.4	2.5	24.6	4.9	1.6	610
1950	62.7	3.4	23.7	8.5	1.7	295
1951	67.7	5.7	16.4	8.9	1.3	384
1952	71.0	6.0	13.0	9.0	1.0	500
1953	74.0	3.0	16.0	5.0	2.0	500
1954	67.3	3.7	21.5	6.6	0.9	535
1955	62.2	5.2	21.5	8.9	2.2	675
1956	71.3	4.1	17.6	6.6	0.4	1 220 ^b
1957	72.5	6.3	15.0	5.6	0.6	1 600 ^b
1958	64.0	12.4	12.0	8.8	2.8	1 250
1959	61.1	15.8	12.5	8.7	1.9	1 315
1960	59.2	13.7	14.6	10.4	2.1	1 180
1961	58.6	4.5	16.4	17.3	3.2	1 090
1962	65.4	6.7	12.3	12.3	3.3	895
1963	62.5	3.7	16.9	10.6	6.3	800
1964	62.3	3.8	20.4	11.9	1.6	795
1965	65.0	3.9	17.5	11.0	2.6	770
1966	48.0	6.4	33.1	9.2	3.3	920
1967	51.4	8.4	24.0	12.6	3.6	835
1968	48.0	15.3	22.2	7.7	6.8	1 405
1969	38.6	10.3	33.9	7.2	10.2	1 460

FUENTES: Las mismas del cuadro 37.

^a Incluye las inversiones en exploración y desarrollo.^b Incluye concesiones de arrendamiento.

El resto de América Latina no ha experimentado el proceso de desinversión en el sector petrolero que se da en Venezuela. Sin embargo, las actividades de producción —que tienen la máxima gravitación en el total— no alcanzan los altos porcentajes de Venezuela y se advierte una tendencia al descenso en la participación relativa de los capitales aplicados a esa actividad, pese a que la inversión acumulada bruta y neta en producción absorbe más del 50%.

En cambio, y también a diferencia de Venezuela, en el resto de América Latina se observa un incremento constante de los capitales aplicados a las actividades de comercialización y refinación, como consecuencia del crecimiento del consumo interno de derivados y del auge experimentado por las actividades de refinación, debido a la importación de crudo en lugar de la importación de productos.

3. Inversiones en producción

El cuadro 43 muestra las nuevas inversiones en exploración (comprendida la perforación exploratoria) y producción, por países, en el período 1956 a 1966 y en 1968 y 1969.

Desafortunadamente, esos datos son incompletos y aunque pudieron obtenerse series más o menos largas para los países con los niveles más altos de inversión, excepción hecha de la Argentina, fue preciso en todos los casos introducir correcciones o adaptaciones para lograr cifras homogéneas. Se evaluó la repartición de las inversiones entre exploración y desarrollo de la producción en los casos en que se dispuso de los datos necesarios. Además, para algunos años se careció de información sobre todos los países, en cuyo caso los totales fueron tomados de publicaciones del Chase Manhattan Bank y modificados para tener en cuenta las mayores inversiones estimadas para el Brasil.

Cuadro 40

AMÉRICA LATINA: ESTRUCTURA DE LAS INVERSIONES ACUMULADAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 1946 A 1969

	Inversión bruta acumulada							Inversión neta acumulada						
	1946	1955	1962	1964	1966	1968	1969	1946	1955	1962	1964	1966	1968 ^a	1969 ^a
Millones de dólares														
Producción ^b	1 700	3 540	7 950	8 405	8 860	9 485	9 815	890	1 425	3 725	3 685	3 625	3 565	3 560
Transporte	105	320	1 015	1 080	1 185	1 695	1 830	60	190	585	565	600	920	980
Refinería	370	1 380	2 425	2 760	2 890	3 890	4 475	205	740	1 340	1 560	1 565	1 560	1 880
Mercadeo	140	615	1 480	1 600	1 710	1 860	1 935	85	390	940	995	985	960	940
Otros	15	35	255	280	275	345	370	10	30	210	220	195	255	280
Total	2 400	5 890	13 125	14 125	14 920	17 275	18 425	1 250	2 775	6 800	7 025	6 970	7 260	7 640
Distribución porcentual														
Producción ^b	73.8	60.1	60.6	59.5	59.5	55.0	53.3	71.2	51.3	54.8	52.5	52.0	49.1	46.6
Transporte	4.4	5.4	7.7	7.7	7.8	9.8	9.9	4.8	6.8	8.6	8.0	8.6	12.7	12.8
Refinería	15.4	23.4	18.5	19.5	19.4	22.5	24.3	16.4	26.7	19.7	22.2	22.4	21.4	24.6
Mercadeo	5.8	10.5	11.3	11.3	11.5	10.8	10.5	6.8	14.1	13.8	14.2	14.2	13.3	12.3
Otros	0.6	0.6	1.9	2.0	1.8	1.9	2.0	0.8	1.1	3.1	3.1	2.8	3.5	3.6

FUENTES: The Chase Manhattan Bank, *Investment Patterns in the World Petroleum Industry*, diciembre de 1956 y *Capital Investments of the World Petroleum Industry*, 1962, 1963, 1964, 1968 y 1969.^a No incluye plantas químicas, en refinerías.^b Incluye las inversiones en exploración y desarrollo.

Cuadro 41

VENEZUELA: NUEVAS INVERSIONES PETROLERAS EN ACTIVOS FIJOS, 1955 A 1969

(Porcentajes del total)

	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Producción ^a .	85.1	69.1	66.1	64.3	70.4	75.5	82.6	76.4	79.1	77.0	87.0	78.9	79.4	73.6	54.3
Transporte .	4.3	9.8	15.0	21.5	12.5	13.0	4.6	11.2	10.2	6.5	4.0	10.3	6.0	4.9	11.3
Refinerías . .	7.0	18.9	14.7	9.7	9.7	5.1	5.8	5.3	3.9	10.0	3.5	6.0	8.1	15.6	24.6
Ventas . . .	1.3	1.1	1.0	0.9	1.6	2.9	2.7	3.1	1.9	3.6	1.4	2.1	3.2	0.7	1.1
Otros	2.3	1.1	3.2	3.6	5.8	3.5	4.3	4.0	4.9	2.9	3.2	2.7	3.3	5.2	8.7
Total (millones de bolívares) .	928	1 232	1 827	1 788	1 262	730	516	474	511	753	825	633	647	1 182	1 574

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos, *Petróleo y otros datos estadísticos*.^a Incluye las inversiones en exploración y desarrollo.

A juzgar por los datos así obtenidos, la participación de la región en las nuevas inversiones mundiales en exploración y producción, excluidos los Estados Unidos y los países socialistas, bajó del 40% de 1958 y 1959, al 36% en 1960, al 28% en 1963 y al 19.5% en 1965. En 1969 se habría incrementado al 20%.

Ese descenso se debe en mayor proporción a la disminución de las inversiones en Venezuela, pues la parte correspondiente a los demás países latinoamericanos en conjunto subió del 11% en 1956 al 26% en 1961, bajando nuevamente al 20% en 1963. En 1968 podría estimarse una participación del 15% y en 1969 del 12%.

Las inversiones brutas por unidad de producción (correspondientes al costo de mantener y ampliar la producción de crudos) descendieron en la región de 3.5 dólares por metro cúbico en 1956 a 1.9 dólares en 1969; sin embargo, debe notarse que Venezuela bajó de 2.9 a 1.1 dólar por metro cúbico y el resto de la región se ha mantenido aproximadamente estable.

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% en el total de las inversiones para toda América Latina.

Si a esos países se agregaran Colombia y Trinidad y Tabago, que mantienen un nivel constante de inversiones anuales, aunque inferiores a los 50 millones de dólares, la participación del conjunto en el total sería superior al 90%.

Tres países —Argentina, Brasil y México— abarcan alrededor del 75% 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% con el agregado de Colombia y Trinidad y Tabago.

Es de alrededor del 30% la participación de los gastos de capital de exploración (incluyendo la perforación exploratoria), en las inversiones totales en exploración y producción, para el conjunto de los países para los cuales se dispone de datos así clasificados y se estima en 40 a 50% para México y Argentina.

En los últimos años han sido importantes las inversiones realizadas en Ecuador, destinadas a la exploración de la región oriental y al desarrollo de los yacimientos descubiertos.

Históricamente, en Venezuela las aplicaciones de capital en exploración y perforación han representado las mayores inversiones dentro del sector de la producción, aunque esa tendencia se viene debilitando, mientras al-

Cuadro 42

VENEZUELA: INVERSIÓN PETROLERA NETA EN ACTIVOS FIJOS POR ACTIVIDADES, 1955 A 1969

(Millones de bolívares y porcentaje)

	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Producción ^a .	69.4	72.5	74.2	72.2	72.6	72.6	71.8	71.6	71.5	71.5	72.9	71.9	72.0	71.6	67.4
Transporte .	8.3	7.5	8.0	10.3	10.3	10.6	11.6	12.1	12.3	13.0	12.5	13.0	12.9	12.8	12.9
Refinerías . .	16.4	14.9	13.1	12.6	11.6	11.3	10.8	10.5	10.0	9.9	8.9	8.7	8.7	9.4	12.7
Ventas . . .	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.5	1.7	1.9	1.7	1.6
Otros	4.6	3.9	3.6	3.9	4.5	4.3	4.5	4.4	4.7	4.2	4.2	4.7	4.5	4.4	5.4
Total . . .	5 649	7 023	9 002	9 652	10 375	9 771	9 266	8 664	8 086	7 778	7 553	7 043	6 576	6 853	7 361
Inversión neta como porcentaje de la inversión bruta	51.7	53.9	56.9	56.1	55.1	51.5	48.1	44.6	41.8	39.1	37.2	34.5	31.8	31.7	32.5

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos, *Petróleo y otros datos estadísticos*.^a Incluye pagos por concesiones, así como las inversiones en exploración y desarrollo.

Cuadro 43

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES BRUTAS EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

(Millones de dólares)

		1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1968	1969
Argentina	Exploración . . .	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	56	...
	Producción ^a . . .	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	70	...
	Total	...	...	...	...	225	225	180	120	95 ^b	105 ^b	136 ^b	126	...
Bolivia	Total	...	...	...	...	10	6	7	7	...	...	...	...	...
Brasil	Exploración . . .	17	31	41	36	33	35	41	48	44	46	42	52	...
	Producción ^a . . .	9	16	12	8	12	15	15	14	16	19	24	20	...
	Total	26	47	53	44	45	50	56	62	60	65	66	72	...
Chile	Total	...	...	...	...	5	20	25	18	12	11	...	...	...
Colombia	Exploración . . .	15	16	12	20	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	Producción ^a . . .	9	12	11	20	...	...	...	...	...	...	...	...	...
	Total	24	28	23	40	30	25	20	20	40	...	...	...	...
Ecuador	Total	...	...	...	...	15	4	1	1	...	...	...	...	...
México	Exploración . . .	11	23	29	42	41	51	48	54	...	...	...	...	...
	Producción ^a . . .	6	13	17	24	59	49	33	31	...	...	...	...	...
	Total	17	36	46	66	100	100	81	85	...	...	...	...	...
Perú	Total	...	...	...	...	30	20	18	15	...	...	...	...	...
Trinidad y Tabago	Total	...	...	...	...	30	31	35	30	...	...	...	...	...
Venezuela	Exploración . . .	...	...	...	117	59	30	36	30	43	10	10	15	20
	Producción ^a . . .	...	...	...	211	142	134	96	119	108	175	120	185	225
	Total	365	530	500	328	201	164	132	149	151	185	130	200	245
América Latina	Total	565	811	820	785	691	645	554	506	425	500	440	675	655
América Latina sin Venezuela		200	281	320	457	490	481	422	358	274	315	310	475	410

FUENTES: The Chase Manhattan Bank, *Capital Investment of the World Petroleum Industry*, distintos números; Ministerio de Planeamiento, *Petróleo*, Río de Janeiro; Ministerio de Minas e Hidrocarburos, *Petróleo y otros datos estadísticos*, Caracas; Pemex en cifras, México; Nacional Financiera, S. A., *La economía mexicana en cifras*, 1966; CEPAL/DOAT/FAO, *El petróleo en Colombia*, julio de 1961. Y.P.F., *Plan de acción 1969*, Argentina.

^a Incluye las inversiones en desarrollo.

^b Estimado.

Cuadro 44

VENEZUELA: NUEVAS RESERVAS DE PETRÓLEO

	Total agregado en el año (millones de barriles)	Total agregado por concepto de revisiones (porcentaje del total)
1955	2 280	36.0
1958	2 140	2.0
1960	1 440	18.0
1961	540	13.0
1962	1 090	73.0
1963	1 390	73.5
1964	1 420	76.0
1965	1 320	74.0
1966	850	85.0
1967	380	64.0
1968	1 040	44.0
1969	530	34.0

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, *Petróleo y otros datos estadísticos*, 1966, octubre de 1967 y septiembre de 1970.

canzan gran significación las inversiones en recuperación secundaria. La parte que a éstas corresponde en el total de la producción subió de 9 a 15% entre 1960 y 1965, como resultado de la adquisición de plantas y equipos para inyección de agua, gas, vapor y combustión *in situ*, que permiten una mayor y más económica recuperación del petróleo ya descubierto. Esas inversiones tienen análogo efecto a las de exploración y perforación, en cuanto aumentan las reservas probadas en crudo. De las tres formas de aumentar estas reservas —descubrimientos, extensiones y revisiones— la última es la que más importancia ha tenido en Venezuela en el decenio de 1960, en lo cual debe haber desempeñado un papel capital la recuperación secundaria. (Véase el cuadro 44.)

4. Inversiones en refinerías

Entre 1940 y 1950 se duplicó la capacidad de las refinerías, alcanzando un total de 780 000 barriles diarios; en 1960 llegó a 2 450 000 barriles y en 1969 a casi 3 900 000 barriles. Las inversiones han seguido, aproximadamente, la misma proporción (véase el cuadro 45).

Cuadro 45

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES BRUTAS EN REFINACIÓN

(Millones de dólares)

	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1968	1969
Argentina	...	...	...	...	10	35	10	5	...	...	...	50	...
Brasil	17	17	35	54	66	47	44	41	38	32	23	19	...
México	...	...	...	...	30	20	20	40	...	...	...	...	43
Venezuela	75	87	56	40	12	10	8	6	17	10	5	40	95
Otros	...	...	...	...	53	66	43	59	...	...	...	...	...
América Latina	230	245	160	170	171	177	125	151	220	135	305	315	495

FUENTES: Publicaciones del Chase Manhattan Bank, salvo para el Brasil, donde se corrigieron las cifras contenidas en Ministerio de Planeamiento, *Petróleo* (Diagnóstico preliminar), julio de 1966, para la empresa estatal Petrobras, estimándose para las empresas particulares a base de *Conjuntura Económica*, Río de Janeiro (números diversos). Para Venezuela se utilizaron las cifras de *Petróleo y otros datos estadísticos*, op. cit., siendo las tasas de conversión a dólares las siguientes: 1957 a 1963, 3.09 bolívares por dólar; de más años, 4.40 bolívares por dólar.

Sin embargo, entre los diferentes países se muestran diversas tendencias. Todos los países de la región, con excepción de Venezuela y Trinidad y Tabago, persiguen el abastecimiento interno de derivados. Esos dos países se orientan hacia la exportación. El violento crecimiento en Venezuela se produjo entre 1950 y 1960, casi cuadruplicando su capacidad, la que ha crecido lentamente después. Los demás países han procurado que sus inversiones en refinerías les permitan abastecer sus necesidades internas y mantienen un crecimiento de la capacidad de acuerdo con dichas necesidades disminuyendo o eliminando la importación de derivados.

El cuadro 13 indica la capacidad de refinación instalada en los diversos países y puede observarse que Venezuela y Trinidad y Tabago poseen el 45% de la capacidad total de la región, proporción muy superior a sus consumos propios y que corresponde a la posición que

esos países desean tener en el abastecimiento de mercados externos, en especial el de Estados Unidos, con importantes requerimientos de fuel oil, lo que a su vez regula la estructura de esas plantas. Debe tenerse presente que el mercado norteamericano de combustibles pesados ha aumentado sus exigencias de calidad, en especial en cuanto al contenido de azufre, y esto obliga a efectuar instalaciones adicionales en las refinerías que lo abastecen. (Véase supra el cuadro 21.)

5. Inversiones en transporte y comercialización

a) Transporte

Las inversiones en transporte deben incluir los equipos de transporte por ferrocarril, por carretera, por oleoductos y por vía marítima. No existen estadísticas que incluyan todas estas inversiones y su elaboración pre-

Cuadro 46

AMÉRICA LATINA: NUEVAS INVERSIONES EN TRANSPORTE DE CRUDO Y DERIVADOS

(Millones de dólares)

	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1968
A. Oleoductos											
Argentina	...	...	...	...	50	25	25	5	...	...	18
Brasil	...	...	...	...	15	12	9	8	15	19	23
Colombia	...	...	...	...	3	1	2	10	...	...	...
Chile	...	...	...	...	2	6	1	3	...	...	...
México	...	...	...	...	50	10	20	5	...	...	...
Venezuela	35	70	110	30	20	5	5	5	5	5	5
Bolivia, Ecuador y Perú	...	...	...	...	7	3	0	0	...	...	...
América Latina	45	95	135	205	147	62	62	36	25	25	205
B. Marítimo											
Brasil	3	10	19	20	46	12	7	16	10	7	2
Venezuela	5	5	15	0	5	0	0	0	0	0	0
Otros	...	...	5	5	5	5	4	4	4	15	10
América Latina	8	15	39	25	56	17	11	20	14	22	12
C. Total (A + B)	53	110	174	230	203	79	73	56	39	47	217

FUENTES: CEPAL, a base de datos del Chase Manhattan Bank, Petrobras (Brasil) y algunas informaciones directas de los otros países para el punto B.

sentan grandes dificultades. El cuadro 46 sólo incluye las inversiones en oleoductos y para transporte marítimo y en este último a base de datos aislados principalmente sobre el Brasil y Venezuela.

Cabe observar las fuertes inversiones en oleoductos en Venezuela entre 1956 y 1960, que están relacionadas con el aumento de capacidad de refinación en ese país.

El descubrimiento de los yacimientos de petróleo en el sur de Colombia y nororiente del Ecuador ha hecho necesaria la construcción de un oleoducto a través de los Andes en cada país, con inversiones del orden de 80 millones de dólares en el de Colombia y más de 120 millones en el ecuatoriano, de 26 pulgadas de diámetro y 500 kilómetros de largo, que operará en 1972.

El transporte de derivados desde las refineras a los grandes centros de consumo ha originado importantes inversiones en poliductos para el transporte de productos limpios, desde el gas licuado hasta el petróleo diesel. Estas instalaciones reducen apreciablemente el tráfico pesado de camiones-tanque por las carreteras y por tanto, reducen las inversiones y gastos de mantenimiento de vías terrestres.

Las flotas de buques-tanque de los países latinoamericanos tienen escasa importancia. El 85% se concentra en cuatro países: Argentina, Brasil, México y Venezuela, con el 29, 30, 13 y 13% respectivamente.

Las fuertes y frecuentes fluctuaciones del mercado de fletes y su tendencia de baja, han hecho poco atractiva la inversión en naves, cuando éstas pueden contratarse en favorables condiciones en el mercado.

b) Comercialización

Las inversiones en comercialización fueron pequeñas en Venezuela en comparación con las demás actividades en el período 1956-1969. (Véase el cuadro 47 cuya información abarca todos los derivados del petróleo.) Ello se explica por la desproporción entre consumo interno de derivados y las actividades de producción y refinación.

Cuadro 47

AMÉRICA LATINA: NUEVAS INVERSIONES EN VENTAS

	Millones de dólares		Porcentaje de la inversión total en petróleo	
	Venezuela	Otros países	Venezuela	Otros países
1956	10	70	1.2	16.5
1957	10	80	0.9	15.2
1958	15	95	2.0	18.1
1959	15	100	3.2	11.8
1960	15	110	5.2	12.0
1961	15	175	7.5	19.4
1962	10	100	5.2	14.0
1963	10	75	5.0	11.1
1964	20	75	9.5	11.8
1965	10	75	4.8	11.4
1966	10	75	6.3	9.3
1967	5	100	3.0	12.6
1968	5	100	2.0	7.7
1969	5	100	1.4	7.8

FUENTE: Chase Manhattan Bank, *Capital Investments of the World Petroleum Industry*.

Cuadro 48

CONSUMO DE GAS NATURAL FUERA DE LA INDUSTRIA PETROLERA

(Millones de metros cúbicos)

	Argentina	Brasil	Colombia	México	Venezuela	Total
1956	305	—	—	1 378	932	2 615
1957	388	—	—	1 414	2 120	2 922
1958	398	—	—	1 679	1 260	3 337
1959	421	—	—	1 965	1 515	3 901
1960	805	66	—	2 436	1 686	4 993
1961	1 714	54	—	3 203	1 781	6 752
1962	2 238	30	121	3 909	2 043	8 341
1963	2 465	34	204	4 648	2 249	9 600
1964	2 761	33	320	5 364	2 557	11 035
1965	3 317	35	451	6 178	2 703	12 684
1967	3 984	31	460	7 267	3 379	15 121
1969	4 334	5	350	8 015	3 702	16 406

FUENTE: CEPAL, a base de estadísticas oficiales.

En el resto de América Latina, la participación de las inversiones anuales en comercialización se sitúa entre el 10 y 20% del total de la industria petrolera. La tendencia a la disminución del quinquenio 1961-1965 se explica por el crecimiento más que proporcional de las inversiones en refinación y transportes.

6. Inversiones para la utilización del gas natural

Entre 1956 y 1969 más que se sextuplicó el consumo de gas natural en América Latina, fuera de la industria petrolera. (Véase el cuadro 48.) Del total del año 1969, la mitad corresponde a México con un volumen de más de 8 000 millones de metros cúbicos. Luego viene la Argentina con un consumo de 4 300 millones y Venezuela con 3 700 millones de metros cúbicos. El consumo fuera de la industria petrolera de los demás países reunidos, no alcanza ni siquiera el 5% del consumo total en la región.

La producción de gas (generalmente asociada con petróleo crudo) es muy superior al consumo, por lo cual se estima que éste podría aumentar considerablemente en un futuro cercano al usarse como materia prima petro-

Cuadro 49

ARGENTINA: INVERSIONES EN LA UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL

(Millones de dólares)

	Producción	Transporte	Almacenamiento	Ventas	Otros	Total
1959	3.4	2.9	—	1.5	1.4	9.2
1960	11.4	188.5	0.4	7.2	2.4	211.9
1961	17.9	18.6	0.2	13.2	2.5	52.4
1962	31.0	20.2	2.3	5.2	3.3	62.0
1963	46.0	12.8	1.4	5.4	2.8	68.4
1964	21.2	68.2	3.9	5.9	3.3	102.5
1965	17.5	66.0	7.4	5.8	4.2	100.9

FUENTE: Gas del Estado. Para la conversión a dólares se usaron los tipos de cambio publicados en Fondo Monetario Internacional, *International Financial Statistics*.

química o exportarse en forma licuada (como podría hacerlo Venezuela).⁸

No es posible separar las inversiones en gas natural, ya que no suelen estar desglosadas del resto de las inversiones. Sin embargo, se logró obtener esta información para la Argentina, hasta 1965. (Véase el cuadro 49.)

Hasta el presente el gas asociado ha representado casi la totalidad del gas natural utilizado en América Latina, y por lo tanto, ha requerido poca o ninguna inversión en la etapa de producción. En México, Brasil y Argentina, se explotan algunos campos de gas libre.

Las mayores inversiones iniciales son necesarias para el transporte del gas natural. Para estimar tales inversiones, sólo se cuenta, además de los datos completos para la Argentina, con informaciones sobre la construcción de gasoductos en México y Venezuela. Sin embargo, no se puede hacer una distribución anual de esas estimaciones, pues los datos se refieren sólo a los aumentos en la extensión del sistema, partiendo de las fechas de entrada en funcionamiento de diferentes líneas de gasoductos.

A partir de los costos de gasoductos de diferentes diámetros y de las instalaciones de compresión, el total de las inversiones en México, en el período 1956-1965, sería del orden de los 150 millones de dólares. Un cálculo similar para Venezuela da una inversión total de 45 millones de dólares en el mismo período.

Para los demás sectores (almacenamiento y ventas) no se dispone de informaciones directas salvo para la Argentina. No obstante, aplicando los patrones de inversión de este país, las inversiones en México podrían ser del orden de los 20 millones de dólares anuales y las de Venezuela alrededor de 5 millones al año.

7. Las inversiones extranjeras

Salvo en la Argentina y México, en América Latina las inversiones de fuentes internas en la industria petrolera sólo adquirieron importancia relativa en el total de los capitales aplicados, después de la segunda guerra mundial, intensificándose en el último decenio.

El financiamiento inicial de la industria, exceptuando a la Argentina, se debió a las inversiones extranjeras, provenientes principalmente del Reino Unido y de los Estados Unidos. Puede hablarse de inversiones nacionales pioneras en algunos países, pero son ejemplo de interés meramente histórico, sin la trascendencia alcanzada en la Argentina, desde principios del siglo, o en México con la nacionalización en 1938.

En 1914 las inversiones de empresas norteamericanas (fuera de su propio territorio) en la producción de crudo alcanzaban a unos 143 millones de dólares, de los cuales 110 millones estaban en América Latina, la mayor parte (cerca de 85 millones) en México. Otros 15 millones le tocaban al Perú y sólo 5 millones a Venezuela.⁹

El Reino Unido tenía 23 organizaciones petroleras en la región, de las cuales 12 estaban en México y las demás se distribuían entre Cuba, Perú, Venezuela y Ecuador.

La mayoría de esas empresas se ocupaban de la exploración y la compra y venta de propiedades y concesiones; sólo algunas —en el Perú, Venezuela y México— se dedicaban activamente a la producción.¹⁰

Al comenzar el decenio de 1920, empresas de los Estados Unidos habían triplicado sus inversiones en producción en América Latina, ampliándolas en Colombia y Venezuela, pero México era todavía el centro de preferencia y absorbía el 70% de los 290 millones de dólares aplicados en la región.¹¹ Desde entonces, las inversiones petroleras en América Latina se caracterizan por la preponderancia de los capitales de los Estados Unidos y por la creciente participación en Venezuela, sobre todo en el sector de la producción.

Sin embargo, la cuota de América Latina en el total de las inversiones petroleras externas acumuladas de los Estados Unidos bajó del 55% en 1929, al 45% en 1940, 42% en 1950 y 30% en 1960. En 1969 esa participación sería del 20%.¹²

Las inversiones de empresas de los Estados Unidos en Venezuela se mantuvieron en alrededor de 20% del total mundial hasta 1956, pero fueron disminuyendo hasta llegar al 13% en 1965 y aproximadamente al 9% en 1969. (Véase el cuadro 50.) Sin embargo, la participación de Venezuela fue siempre superior al 50% de los totales invertidos en la región, y en 1957 y 1958 se superó el 70%; sólo en 1964 y 1965 baja el porcentaje del 60% y en 1969 no alcanza al 50%.

Las inversiones directas en plantas y equipos en América Latina muestran una tendencia decreciente en comparación con las inversiones petroleras mundiales de las empresas de los Estados Unidos ya que su participación baja de 32 a 14% entre 1958 y 1969. (Véase el cuadro 51.)

El promedio ponderado de la participación norteamericana en las nuevas inversiones anuales desciende entre 1957-1960 y 1961-1969 de 45.0 a 34.3%. (Véase el cuadro 52.)

Es difícil comparar la inversión acumulada de América Latina y las inversiones extranjeras directas porque no se cuenta con datos completos sobre las inversiones extranjeras, salvo para Venezuela, y las cifras de diversas fuentes muestran discrepancias muy marcadas,¹³ en gran variedad de rubros.

Al comparar las inversiones extranjeras brutas acumuladas (véase el cuadro 53) con las cifras sobre el capital acumulado en la industria petrolera en América Latina (véase el cuadro 40) se observa que las inversiones extranjeras representaban el 80% del total aproximadamente a mediados del decenio de 1950 y sólo el 43% en

¹⁰ J. F. Rippey, *British Investments in Latin America, 1822-1949*, University of Minnesota Press, 1959.

¹¹ Cleona Lewis, *op. cit.*

¹² Basado en los datos de L. M. Fanning, *American Oil Operations Abroad*, McGraw-Hill, Nueva York, 1947, hasta 1940 y *Foreign Oil and Free World*, McGraw-Hill, Nueva York, 1954 para 1950. Los datos para los demás años se basan en cifras del *Survey of Current Business*, Departamento de Comercio de los Estados Unidos, números de septiembre.

¹³ Las cifras proporcionadas por el Chase Manhattan Bank, por ejemplo, son más elevadas que las del Departamento de Comercio de los Estados Unidos, lo que posiblemente se deba a revaluaciones en los activos, diferente método para descomponer los datos, uso de diferentes tipos de cambio, etc.

⁸ Véase *The Oil and Gas Journal*, 20 de noviembre de 1967; también la *Carta Semanal de Noticias*, Creole Corporation, Caracas, 17 de mayo de 1968, pág. 1.

⁹ Cleona Lewis, *America's Stake in International Investment*, The Brookings Institution, Washington, 1938.

Cuadro 50

VALOR DE LAS INVERSIONES DIRECTAS ACUMULADAS DE EMPRESAS DE LOS ESTADOS UNIDOS
EN EL SECTOR PETROLERO EXTERNO^a

(Millones de dólares)

	1956	1958	1960	1962	1964	1966	1968	1969
Total	7 280	9 681	10 944	12 661	14 334	16 264	18 887	19 985
Canadá	1 768	2 410	2 667	2 834	3 187	3 606	4 094	4 359
América Latina ^b	2 232	3 211	3 264	3 644	3 630	3 538	3 681	3 722
Brasil	211	215	76	79	53	69	83	100
Colombia	107	91	233	257	255	277	323	342
México	17	19	32	67	56	42	44	35
Venezuela	1 411	2 302	1 995	2 202	2 139	1 922	1 780	1 771
Otros	486	584	928	1 039	1 127	1 228	1 451	1 474
Europa	992	1 256	1 726	2 365	3 102	3 977	4 636	4 805
África	—	276	407	627	883	1 108	1 555	1 756
Asia	—	1 864	1 655	1 761	2 054	2 467	2 814	2 957
Medio Oriente	—	1 218	1 119	1 148	1 240	1 560	1 656	1 654
Lejano Oriente	—	646	536	612	814	907	1 158	1 303
Oceanía	—	—	372	462	453	521	609	678
Inversiones internacionales en tanqueros	—	664	851	968	1 064	1 047	1 469	1 708

FUENTE: Departamento de Comercio de los Estados Unidos, *Survey of Current Business* (septiembre de cada año).^a Se refiere a las inversiones norteamericanas fuera de los Estados Unidos.^b Incluye territorios dependientes del hemisferio occidental.

1964. Esos porcentajes no son precisos, porque los datos no incluyen, con excepción de Venezuela, otras inversiones extranjeras que las provenientes de los Estados Unidos. Además esos valores están distorsionados por las conversiones monetarias y complicaciones contables, fuera de que no muestran la verdadera extensión de los intereses externos en la economía petrolera, porque los infor-

mes de estas empresas no indican el valor real del petróleo descubierto.

Las informaciones son aún más precarias para apreciar la distribución de las inversiones extranjeras por sectores de la industria. Hasta 1940 esas inversiones se concentraban en la producción y en la comercialización. La mayor parte del crudo de Venezuela se refinaba en

Cuadro 51

INVERSIONES EXTRANJERAS DIRECTAS DE EMPRESAS DE LOS ESTADOS UNIDOS EN PLANTAS Y EQUIPOS
DEL SECTOR PETROLERO

(Millones de dólares)

	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Total	2 322	1 854	1 558	1 467	1 543	1 628	1 889	2 073	2 277	2 277	3 000	3 311	3 650
Canadá	584	510	380	360	315	300	375	385	503	649	636	669	629
América Latina ^a	1 039	577	449	340	306	339	307	327	307	268	306	405	511
Brasil	—	—	5	5	5	4	3	4	3	b	b	b	b
Colombia	—	—	25	25	30	32	30	58	35	b	b	b	b
México	—	—	1	1	2	2	10	5	2	b	b	b	b
Venezuela	—	—	280	160	135	145	142	134	130	101	103	175	238
Otros	—	—	128	149	134	156	122	126	136	167	203	240	273
Europa	275	422	399	345	438	494	642	645	603	778	1 045	851	876
África	—	—	74	115	171	176	164	271	284	289	382	527	560
Asia	—	—	172	176	195	178	297	280	440	425	457	550	544
Medio Oriente	—	—	81	76	87	72	125	111	233	206	191	185	154
Lejano Oriente	—	—	91	101	108	106	172	169	207	219	266	365	390
Oceanía	—	—	44	66	64	76	64	65	74	69	80	113	211 ^c
Inversiones internacionales en tanqueros	—	—	100	65	45	65	40	100	66	49	94	196	319

FUENTE: Departamento de Comercio de los Estados Unidos, *Survey of Current Business*.^a Incluye territorios dependientes del hemisferio occidental.^b Incluido en América Latina.^c Incluye África del Sur.

Cuadro 52

AMÉRICA LATINA: NUEVAS INVERSIONES
EN LA INDUSTRIA PETROLERA^a

(Millones de dólares)

	Total	Inversión de empresas de los Estados Unidos	Porcentaje de las empresas de los Estados Unidos sobre el total
1957	1 600	1 039	65
1958	1 250	577	46
1959	1 315	449	34
1960	1 180	340	28
1961	1 090	306	28
1962	895	339	38
1963	800	307	38
1964	795	327	42
1965	770	307	40
1966	920	268	29
1967	835	306	37
1968	1 405	405	29
1969	1 460	511	35

FUENTES: Total: Chase Manhattan Bank; Estados Unidos: Departamento de Comercio, *Survey of Current Business*.^a Incluye gas natural.

las plantas de Trinidad y de Aruba-Curaçao. Ya en 1940 Venezuela era el segundo productor de petróleo del mundo después de los Estados Unidos, con alrededor de

B. PERSPECTIVAS PARA 1971-1980

Las previsiones a largo plazo de la capitalización del sector petrolero de la economía son indispensables tanto para la preparación de los programas generales de desarrollo como para las empresas, pues para administrar una industria tan grande y compleja como es la petrolera es preciso conocer su evolución futura con años de anticipación. Sin embargo, en la industria del petróleo actúan múltiples factores económicos, políticos y de otra índole, externos al sector, cuya predicción a largo plazo es muy aleatoria, aparte de que faltan informaciones técnicas y estadísticas completas que permitan aplicar un modelo que tomara en cuenta todas las variables identificables.

Por ello, las proyecciones en general se basaron en las relaciones entre el capital invertido y los incrementos de la producción (o consumo interno en el caso de la comercialización). Estos resultados fueron verificados con informaciones directas o presupuestos de inversiones de algunas empresas. Las relaciones capital-producción dependen, en gran parte, de la estructura de la producción, que puede ser muy diferente en épocas distintas y en las diversas regiones, pero no siempre fue posible tener en consideración las características peculiares del período base de las proyecciones que ejercieron marcada influencia en esa estructura. Tampoco fue posible, en todos los casos, explicar ciertas variaciones irregulares en los datos examinados y, en consecuencia, eliminarlas o evaluar los límites en que puedan darse en el futuro.

Ante la imposibilidad de considerar todas las variables exigidas por una previsión ideal, se optó por determinar las inversiones futuras usando sólo uno de los factores del conjunto de observaciones que pudiera evaluarse independientemente.

Cuadro 53

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES EXTRANJERAS
BRUTAS ACUMULADAS

(Millones de dólares)

	Venezuela				Otros países ^a	Total
	Estados Unidos	Reino Unido	Países Bajos	Total		
1956	2 610	475	1 151	4 236	821	5 057
1957	...	...	...	...	881	...
1958	3 438	581	1 419	5 438	909	6 347
1959	3 429	579	1 430	5 438	1 148	6 586
1960	3 693	2 048	—	5 741	1 269	7 010
1961	3 679	2 090	—	5 769	...	...
1962	3 822	2 007	—	5 829	1 442	7 271
1963	3 850	1 961	—	5 811	1 470	7 281
1964	3 271	1 384	—	4 655	1 491	6 146

FUENTES: Para Venezuela, informes y memorias del Banco Central; para los demás países, *Survey of Current Business*, op. cit.
^a Sólo incluye las inversiones de los Estados Unidos.

600 000 barriles diarios, pero tenía ese año una capacidad de refinación de 54 000 barriles al día, o sea, poco más de la mitad de la de México (100 000) o la Argentina (94 000) y poco más del 10% de la de Aruba-Curaçao (505 000). Sólo en el decenio de 1950 se amplía considerablemente la refinación en Venezuela.

Es imposible establecer, con los datos de que se dispone, una relación precisa entre la inversión y el incremento de producción resultante de ella. La inversión es anterior a la producción y ese desfase es variable según la naturaleza y el objetivo de la inversión. Los nuevos capitales que se invierten no siempre tienen como finalidad el incremento de producción o a lo menos no totalmente. El descubrimiento y desarrollo de un nuevo yacimiento, con todas las inversiones que esto representa, puede no significar una mayor producción sino sólo compensar la declinación de otros. La construcción de una nueva refinería puede responder, total o parcialmente, a la necesidad de remplazar una instalación ya obsoleta. El mejoramiento o ampliación de instalaciones portuarias puede tener por objeto rebajar los costos de operación.

Sin embargo, los valores que se obtienen, empleando métodos aproximados, pueden en todo caso ser orientadores, en cuanto a órdenes de magnitud, en labores de planificación general.

1. Inversiones unitarias

Los promedios de los incrementos de las inversiones petroleras mundiales, por cada barril adicional de capacidad de abastecimiento diario, excluyendo a los Estados Unidos, el Canadá y los países socialistas, aparentemente fluctúan así:¹⁴

¹⁴ Estimaciones de la CEPAL a base de diversas publicaciones (Chase Manhattan Bank, Organización Europea de Cooperación Económica (OECE), Petroleum Press Service, etc.).

Dólares

Producción ¹⁵	800 a 1 100 ¹⁶
Refinación	500 a 600
Comercialización	500 a 650

Las cifras correspondientes a América Latina, según las primeras investigaciones realizadas por la CEPAL que involucran gruesas estimaciones y apreciaciones conjeturales, serían:

Producción ¹⁵	730 a 3 600 (promedio ponderado 1 250)
Refinación	500 a 1 400 (promedio ponderado 820)
Comercialización	600

Esas inversiones unitarias para producir, tratar y distribuir un barril de petróleo, proceden de las inversiones brutas, ya que es extremadamente difícil distinguir entre la partida de reposición y la de nueva inversión. Así, para obtener esas cifras se sumó al incremento de la capacidad de producción, la capacidad probable que se tenía que remplazar, según las tasas corrientes de depreciación anual para cada uno de los diferentes rubros.

Como se vio en el análisis de las inversiones latino-americanas, la clasificación entre los gastos de exploración y producción casi nunca es posible; tampoco se conoce siempre la parte del aumento de reservas que corresponde a nuevos descubrimientos, por lo que es casi imposible obtener una evaluación de lo que cuesta probar reservas. La dificultad no se presenta sólo en América Latina, sino que se da también en regiones con larga tradición en la producción de petróleo que disponen de abundantes datos, como los Estados Unidos.

Se estima que partiendo de la contabilidad de costos y los registros de reservas de una empresa y haciendo una distribución cronológica de los datos, puede llegarse a un costo representativo de lo que le cuesta encontrar un barril de petróleo, pero esa información nunca se publica.¹⁷

Para indicar el grado de inseguridad que introducen los gastos de exploración en las proyecciones, basta citar algunos ejemplos. Cerca de diez compañías obtuvieron derechos de exploración en el Perú, en el desierto de Sechura. Entre 1953 y 1956, se perforaron 22 pozos, a un costo de 20 millones de dólares, sin resultados comerciales. En el Brasil, las inversiones en la región amazónica en el período 1955-1963 alcanzaron a cerca de 100 millones de dólares. Asimismo, se invirtieron 30 millones en la Cuenca del Paraná, en ambos casos, sin ningún resultado económico.

No obstante todas las críticas que puedan hacerse al coeficiente que engloba los gastos de exploración, desarrollo y producción, las circunstancias imponen su adopción a falta de un método más preciso.

Al comparar las inversiones unitarias en los países de América Latina se advierte gran disparidad de los costos de inversión en esta región, que se debe no sólo a la

variación de la productividad por pozo, sino también al estado de desarrollo de la industria en los diferentes países. Comparada con otras regiones y exceptuada Venezuela, la industria del petróleo puede considerarse incipiente en América Latina. Sus costos de exploración se aproximan al promedio mundial para iniciar la producción de petróleo de una nueva área, fijado en unos 2 000 dólares por barril-día;¹⁸ sus inversiones en refinerías —pese a ser simples— se acercan a los promedios mundiales para instalaciones más complejas, y sólo para la fase de distribución, la inversión unitaria es parecida a los patrones mundiales.

Es notable la disminución de las inversiones unitarias según el grado de desarrollo de la industria, pero, descontando a Venezuela, sólo se acercan al promedio mundial muy pocos países, entre ellos Colombia y México. En la mayoría de los países, las inversiones reflejan aún los componentes transitorios iniciales, como la inversión de infraestructura y esa situación posiblemente se mantenga por algún tiempo más.

Los costos de inversión en refinerías están determinados por la complejidad de las plantas. Como en América Latina no suele ser alto el índice de complejidad, las inversiones unitarias para las refinerías nuevas resultan de 700 a 1 000 dólares por barril-día. A medida que se desarrolla la refinación, las inversiones por unidad de aumento en la capacidad de producción disminuyen, pero como esta actividad es de desarrollo reciente en la región, las inversiones unitarias en refinación son muy parecidas a las de las refinerías nuevas.

2. Previsión de las inversiones, 1971-1980

El cuadro 54 muestra las inversiones desde 1956 a 1980. El total del quinquenio 1961-1965 es casi 25% inferior al del 1956-1960. Para los quinquenios siguientes los crecimientos de las inversiones son de 38%, 30% y 17% respectivamente. Ello se debe al cambio de distribución por países de los incrementos de la producción.

Las necesidades probables de capital para el desarrollo de la industria petrolera latinoamericana entre 1971 y 1980 se estiman suponiendo que esa demanda de hidrocarburos será satisfecha tanto con producción y refinación internas como con importaciones. Las cifras representan las inversiones brutas, es decir, que incluyen los valores estimados para la reposición de capacidad agotada, de acuerdo con las mismas tasas que se aplicaron para obtener las inversiones unitarias.

Sin embargo, no fue posible tomar en cuenta la obsolescencia, a no ser en el grado ya incluido en la depreciación corriente. Tampoco se consideró la utilización de la capacidad existente al iniciarse el período proyectado, lo que equivale a suponer que esa capacidad se hallaba plenamente utilizada.

Mientras que de los 889 000 barriles diarios de aumento de la producción en el período 1960-1965, corresponden 627 000 a Venezuela (70%), su participación en el aumento para el período 1966-1970 sería sólo del 40%. Como las inversiones unitarias son siempre mucho meno-

¹⁵ Incluye exploración y desarrollo.

¹⁶ Incluye unos 180 dólares por barril por gastos no capitalizados de exploración.

¹⁷ Véase W. F. Lovejoy y Paul T. Homan, *Methods of Estimating Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Natural Liquids*, RFF, 1965; W. D. Davis, "The Enigma of Oil and Gas Finding Cost", en *18th Annual Conference of Accountants*, Tulsa, 1964.

¹⁸ W. J. Levy, *The Search for Oil in Developing Countries*, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, Nueva York, 1960.

Cuadro 54

AMÉRICA LATINA: INVERSIONES ANUALES BRUTAS EN PETRÓLEO Y GAS, Y PROYECCIONES

(Millones de dólares)

	Exploración y producción	Refinación	Ductos	Transporte marítimo y fluvial	Comercialización	Gas ^a	Total
1956	565	230	45	8	80	...	928
1957	811	245	95	15	90	...	1 256
1958	820	160	135	34	110	...	1 259
1959	785	170	205	20	115	9	1 304
1960	691	171	147	51	125	212	1 397
1956-1960	3 672	976	627	128	520	221	6 144
1961	645	178	62	12	190	52	1 139
1962	534	125	62	7	110	62	920
1963	506	152	36	16	85	68	863
1964	425	220	25	10	80	102	862
1965	500	135	25	7	85	101	853
1961-1965	2 630	810	210	52	550	385	4 637
1966-1970	(3 850)	(990)	(260)	(120)	(560)	(650)	(6 430)
1971-1975	5 050	1 500	230	170	750	670	8 370
1976-1980	5 800	1 940	250	210	850	750	9 800
1971-1980	10 850	3 440	480	380	1 600	1 420	18 170

FUENTE: Proyecciones de la CEPAL.

^a Gas natural y licuado no incluido en las partidas anteriores. Los valores de las proyecciones del gas natural, exclusivamente, son: 600 y 700 millones de dólares para los períodos 1971-1975 y 1976-1980, respectivamente.

res en Venezuela que en todos los demás países de la región, las inversiones totales subirán. Pero a lo largo del período se espera que los aumentos de producción vuelvan a sus proporciones históricas, lo que explica la caída porcentual en los quinquenios siguientes.

Es pequeña la variación en los porcentajes de los diversos sectores entre 1956-1960 y 1961-1965, pero se advierte una tendencia en los años de la proyección a mantener la participación de la producción por encima del nivel de 1961-1965.

Si se admite que las inversiones de la industria petrolera mundial, exceptuados los países socialistas, alcanzarán a cerca de 255 000 millones de dólares en 1969-1980,¹⁹ América Latina representaría el 8% de esas inversiones, relación similar a la observada en el período 1957-1968.

Las inversiones procedentes de los Estados Unidos en

América Latina en 1966-1969 totalizaron 1 685 millones de dólares y para el año 1970 no serían inferiores a los 460 millones.²⁰ Así solamente las inversiones procedentes de los Estados Unidos se elevarían a 2 100 millones de dólares, o sea, un 36% del total de las inversiones petroleras estimadas para América Latina en el período 1966-1970.

Las inversiones requeridas para el período 1971-1980 son cifras sin precedentes en el desarrollo de la industria en América Latina, fuera de Venezuela. Las condiciones de capitalización de la industria en los diferentes países son mal conocidas. Haciendo caso omiso de la distorsión más o menos acentuada que introduce el factor inflacionario, las reservas para depreciación de la industria podrían contribuir con alrededor del 25% de las necesidades de capital. Si se contara con el aporte extranjero indicado, se dispondría de fondos para alrededor de 60% de las inversiones exigidas.

¹⁹ Chase Manhattan Bank, *Capital Investments of the World Petroleum Industry*, 1968.

²⁰ Departamento de Comercio de los Estados Unidos, *Survey of Current Business*, 1969.

Capítulo III

PRECIOS DE CRUDOS Y DERIVADOS

A. MERCADOS INTERNACIONALES

1. *La evolución de los precios dentro de la actual estructura de la industria petrolera mundial*

a) *Compañías integradas*

Han sido múltiples los esfuerzos hechos en diversos países para determinar las características oligopólicas que presenta la estructura de la industria del petróleo, y la importancia de las fuerzas de competencia que participan en la formación de los precios de los hidrocarburos.

Este análisis sólo pretende estudiar en líneas generales la evolución de los precios, dentro del marco de la industria petrolera mundial, sin profundizar sobre las características del régimen competitivo vigente, ni sobre su incidencia en la formación de aquéllos.

La estructura de la citada industria presenta características oligopólicas ya que ocho compañías,¹ con numerosas empresas filiales, controlarían según diversas estimaciones cerca del 60% de las reservas, de la producción, de la capacidad de refinación y de los medios de transporte de petróleo en el mundo. En la práctica el alto índice de concentración de la industria ha permitido a las empresas mantener cierto grado de control sobre la oferta y los mercados de consumo, sobre todo en los decenios de 1930 y 1940. Este control se fue haciendo menos efectivo durante los decenios subsiguientes, a medida que la producción y los mercados de consumo se expandieron y se diversificaron. El descenso en los precios del crudo y derivados que se venden internacionalmente, después de solucionada la crisis de Suez en 1967 (excepción hecha del segundo semestre de 1967, con motivo del conflicto de Medio Oriente) atestiguan ampliamente el hecho de que los instrumentos de control a disposición de las grandes empresas han debilitado su capacidad para concontrolar los precios de los crudos de petróleo como lo hacían en el decenio que siguió a la segunda guerra mundial.

En el curso del tiempo las mayores empresas habían logrado distribuirse gran parte de los mercados, disminuyendo de esa manera la competencia activa de precios entre sí. Este objetivo lo habían alcanzado en la práctica principalmente mediante la expansión y adquisición de nuevas fuentes de abastecimiento de crudo en diversas áreas del mundo, de mayores instalaciones de refinación y de nuevos medios de transporte y distribución, así como mejorando la calidad de los productos y de los servicios prestados y utilizando hábilmente los me-

dios publicitarios. Sin embargo, esa rápida expansión de nuevas fuentes de abastecimiento de crudo ha conducido a un notable aumento de la oferta, circunstancia que ha contribuido a desequilibrar los mercados que las empresas regulaban anteriormente con bastante acierto, y sin recurrir a la competencia muy activa de precios.

En el decenio de 1950 las compañías debieron enfrentar la competencia provocada por otras fuentes de energía, particularmente el gas natural. Al mismo tiempo tuvieron que ir cediendo ante las presiones, más o menos fuertes, de los países productores en el sentido de mejorar su participación en las ganancias generales y de los consumidores en obtener el petróleo a los precios más bajos y en las condiciones más ventajosas a sus propios intereses. Se han visto obligadas, además, a ceder una porción creciente de sus mercados a nuevas empresas independientes (denominadas así por no formar parte del citado grupo de empresas internacionales) y a empresas estatales de reciente creación. Dichas empresas independientes y estatales han proliferado en los últimos dos decenios y extendido considerablemente su radio de acción, valiéndose a menudo del manejo de precios para penetrar o mejorar su posición dentro de los mercados internacionales. También se han colocado en los mercados internacionales crecientes cantidades de petróleo ruso (fuera de los de su propia órbita), a precios que suelen ser inferiores a los mercados abiertos.

La conjunción de los factores enumerados ha provocado una reducción en el margen de las utilidades percibidas por las grandes empresas, a pesar de su aún muy importante participación en la actividad petrolera internacional.

El profesor M. A. Adelman² resume, en cierto modo, la situación señalando las condiciones casi paradójicas en que se forman los precios: "...Los precios de mercado son resultado de la venta de un pequeño porcentaje de petróleo, que pasa a través del mercado libre, ya que, como todos sabemos, la mayor parte del petróleo se mueve dentro de una u otra compañía integrada. De hecho, los precios con que las grandes compañías venden y compran el crudo no son precios reales, sino 'asientos contables'. Estos asientos son indispensables para la elaboración de los estados financieros, que a su vez tienen particular importancia para los gobiernos de los países productores interesados en juzgar la veracidad de ellos. Sin embargo, los citados precios no sirven para analizar la oferta y los mercados como sería de desear, sino que es un pequeño sector de ellos el que influye en la forma más determi-

¹ Las siete grandes empresas son: Standard Oil de New Jersey; Standard Oil de California; Socony Vacuum Oil; Gulf Oil Corporation; The Texas Company; Royal Dutch Shell; British Petroleum; a éstas suele agregarse en años recientes una octava empresa, la Compañía Francesa de Petróleo.

² M. A. Adelman, *Oil Prices in the Long Run* (1963-1975). Traducción al inglés de *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, diciembre de 1963.

nante sobre la estructura actual de los precios petroleros.”

Por otra parte, debe reconocerse que cuando las grandes compañías internacionales realizan ventas a terceros (cuya importancia ha crecido considerablemente en años recientes), operan también en condiciones de competencia. Por eso hay quienes disienten de la opinión anterior como Hartshorn,³ al señalar que los precios de transferencia fijados por las compañías integradas no se pueden considerar, hoy en día, como simples asientos contables. Ellos reflejan las cantidades de las diversas divisas extranjeras que se deben transferir entre empresas afiliadas que operan en los distintos países. Además, constituyen la base para el pago de impuestos a los países productores.

Para las empresas integradas lo que importa comercialmente es el nivel y la escala de precios que pueden obtener por los derivados, y el costo para producirlos.

En la complejidad de las discusiones que el tema ha provocado, ya es ampliamente aceptada la opinión de que no se puede considerar el petróleo que fluye entre empresas integradas como parte del mercado internacional, en su sentido tradicional.

b) Compañías independientes

En la actualidad, al lado de las compañías integradas con operaciones internacionales, han surgido nuevas empresas petroleras que se denominan comúnmente independientes, y que si bien desde hace muchos años han formado un grupo de cierto peso e influencia dentro de la industria petrolera de los Estados Unidos, sólo aparecieron con alguna fuerza en el plano mundial en el curso del decenio de 1950.

Estas compañías⁴ han encontrado importantes reservas en diversas regiones y se han convertido en abastecedoras de crudo que a menudo influyen apreciablemente en los mercados.

Como sus transacciones están sometidas a mayores presiones competitivas, a menudo se ven forzadas a vender a precios más bajos que las grandes empresas.

En el sector de la refinación existe un elevado número de compañías independientes que también suelen recurrir a la competencia activa para la colocación de sus productos en determinados mercados. Sin embargo, en lo que se refiere a las ventas internas de los productos en los países donde están radicadas las empresas refinadoras, la competencia suele atenuarse por la política de los gobiernos de favorecer o proteger a las industrias nacionales.

c) Compañías estatales o mixtas

En años recientes algunos gobiernos, por razones socio-políticas y económicas, han creado empresas petroleras con fondos públicos estatales, o en algunos casos han participado con capitales privados, para fundar una o más

compañías dedicadas a la actividad petrolera. El principal objetivo buscado con la creación de dichos organismos es el de aumentar la participación y control estatal sobre esa importante fuente productora, sobre la refinación y sobre la comercialización interna.

En el mundo (excluyendo los países del bloque socialista) existen actualmente más de cien empresas estatales, dedicadas al negocio petrolero en escala nacional y a veces internacional, las cuales junto con las empresas independientes han contribuido a restar hegemonía a las grandes empresas internacionales establecidas.

2. El desarrollo de los sistemas de precios cotizados, desde la preguerra hasta 1970

a) Precios de crudo

El sistema de fijación de precios del crudo y de los productos petroleros ha evolucionado como un sistema de *basing point* (precios base) pasando por varias etapas en las cuales el centro de gravedad de la estructura del precio internacional del petróleo ha ido cambiando.

En la primera etapa y durante el decenio de 1920, en que se adoptó internacionalmente el sistema de precios base, los precios del crudo se fijaron en relación con el petróleo producido en el Golfo de México. Se eligió este punto porque los Estados Unidos, además de ser el principal consumidor era, junto con México, uno de los mayores productores y exportadores de petróleo. En tal sistema, el precio pagado por cualquier comprador era equivalente al precio en el Golfo de México más el costo de transporte desde allí hasta el lugar de consumo. Este costo se aplicaba independientemente del origen del petróleo, de manera que en ciertas regiones o países (Europa o el mismo Medio Oriente) donde se importaba el petróleo desde fuentes más cercanas que la del Golfo de México, el consumidor pagaba más de lo que hubiera costado el transporte real del crudo comprado. Por esta razón dicha tarifa de transporte se denominó “fantasma”. En otros casos la distancia real del lugar de exportación hasta el centro de consumo era en efecto más larga que la del Golfo hasta el mismo punto de consumo, y la compañía exportadora debía “absorber” la diferencia como costo.

En el decenio de 1930 la aparición de Venezuela como importante productor y exportador no afectó el régimen existente, debido a que la distancia entre Venezuela y la costa oriental de los Estados Unidos (a donde se dirige todavía la mayor parte de la producción venezolana), es aproximadamente igual a la distancia entre el Golfo y dicha costa. De tal forma, los precios de los crudos venezolanos se fijaban a los niveles de los crudos del Golfo, restándoles luego el impuesto aduanero de los Estados Unidos sobre el petróleo importado. El sistema descrito prevaleció sin cambios de mayor importancia hasta la segunda guerra mundial. Debe señalarse que aun cuando en este mismo decenio se estableció un nuevo precio base en Constanza, Rumania, éste apenas afectó a un pequeñísimo sector del mercado localizado en el centro de Europa y en el Mediterráneo.

Al finalizar la segunda guerra mundial se inició otra etapa al producirse una expansión de las exportaciones del Medio Oriente. En Europa se comenzó a manifestar disconformidad por el pago de las elevadas tarifas “fan-

³ J. E. Hartshorn, *Oil Companies and Governments*, Faber & Faber, Londres, 1967, págs. 134 y ss.

⁴ Entre las más importantes que explotan crudo en diferentes áreas del mundo cabe mencionar: el grupo Aminoil (Phillips Signal, Ashland); el grupo Oasis (Ohio, Continental, Amerada); el grupo Lybia americano (Texas Gulf, W. R. Grace), y algunos que trabajan aislados como las Compañías Sun, Superior, Getty, etc.

tasmas" de transporte, ya que gran parte de los crudos importados provenían de lugares menos distantes que el Golfo de México. Así, en 1945 se estableció un nuevo punto base en el Medio Oriente, con precios *job* Golfo Pérsico (Kuwait-Irán-Arabia Saudita), prácticamente iguales a los del Golfo de México. Sin embargo, las cotizaciones *cif* se determinaban aplicándoles la tarifa de transporte desde el lugar de envío más cercano (pudiendo ser o bien el Golfo de México o el Pérsico) al centro de consumo. De esta manera, el crudo procedente del Medio Oriente era competitivo con el del Hemisferio Occidental en todos los lugares donde la tarifa de transporte resultaba inferior a la tarifa desde el Golfo de México. En la práctica se constituyó una zona preferencial de consumo para crudos procedentes del Golfo Pérsico, que se extendía desde la Península Itálica y la Costa del Mediterráneo hasta Hawai, pasando por el Medio y Extremo Oriente.

En el quinquenio siguiente hubo varios aumentos de desiguales proporciones en los precios de crudos procedentes de distintas regiones productoras. De esta forma, los precios del Golfo Pérsico, que aumentaron menos que los del Golfo de México, fueron haciéndose más competitivos, y para 1948 el costo del crudo del Golfo Pérsico puesto en Londres se cotizaba al mismo nivel *cif* que los crudos procedentes del Golfo de México, fijándose Londres como punto geográfico de igualación de precios.

En 1948 y 1949 se dieron otras dos apreciables reducciones en los precios de los crudos del Medio Oriente, que los colocaron en situación competitiva en el mercado europeo y en la misma costa oriental de Estados Unidos frente al petróleo de Venezuela. Este alto grado de competitividad entre los crudos de ambas zonas se ha mantenido por lo menos en lo que se refiere a la comparación de los precios cotizados.

Con anterioridad a estas reducciones, el precio *job* cotizado de crudo venezolano equivalía al precio del Golfo, menos el impuesto aduanero de los Estados Unidos, y por concepto de transporte, el precio puesto en Europa acusaba una diferencia de unos 0.15 dólares a su favor con respecto al crudo del Medio Oriente.

La tercera etapa se inició en el decenio de 1950, con la "publicación" de los "precios cotizados" de crudos tanto del Medio Oriente como de Venezuela. Se observa que la iniciativa en los cambios de precios ya es tomada a menudo por el Medio Oriente y seguida por Venezuela. De manera que para entonces se había producido un traslado del centro de gravedad de la fijación de precios hacia el Medio Oriente.

Entre los años 1950 y 1956 los precios cotizados permanecieron más o menos estables, para elevarse apreciablemente a fines de 1956 y principios de 1957 a consecuencia de la crisis de Suez que culminó con la clausura del canal, manteniéndose esos aumentos en tanto se reordenaba el mercado internacional. En 1959 y 1960, tanto el Medio Oriente como Venezuela efectuaron reducciones de consideración en los precios, que virtualmente no se alteraron hasta 1970.

Por otra parte, la diferencia entre los precios cotizados del Medio Oriente y Venezuela con los correspondientes a los Estados Unidos es cada vez mayor a consecuencia de la tendencia creciente de estos últimos.

Entre otros precios básicos que surgieron en los últimos

quince años, deben señalarse los de los crudos del Medio Oriente que se trasladan por oleoductos al Mediterráneo, y para los cuales se fija un precio competitivo como los del Golfo Pérsico, más el transporte por tanquero (incluida originalmente la tarifa de peaje del Canal de Suez). La diferencia entre los precios cotizados en el Golfo Pérsico y en el Mediterráneo se ha ido reduciendo progresivamente por el acelerado descenso de las tarifas de transporte por tanqueros, que ha mejorado la competitividad del petróleo del Medio Oriente transportado por mar, con respecto al transporte por oleoductos.

La comparación de los costos unitarios de transporte para oleoductos y buques-tanque indica que a medida que aumenta la distancia mejora la posición relativa de estos últimos. Así, por ejemplo, el envío de petróleo desde el mar Arábigo hasta Europa central por un oleoducto de 3 500 millas y 42 pulgadas de diámetro, costaría 0.53 dólares el barril y por un buque-tanque de 200 000 toneladas de porte bruto (en viaje por el Cabo de Buena Esperanza) solamente 0.39 dólares el barril.⁵

Otras cotizaciones que han surgido para los crudos de Indonesia, en el Oriente y más recientemente para los de Argelia y Libia, en África, se han fijado de acuerdo con los niveles del Golfo Pérsico, ajustados por las diferencias en los costos de transporte hasta los principales mercados consumidores.

La reducción pronunciada de los precios cotizados después de la crisis de Suez, afectó adversamente a las economías de los países productores-exportadores y contribuyó a promover en 1960 la creación de la OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo). La finalidad de este organismo es obtener un grado de control sobre el negocio petrolero que le permita actuar como una tercera fuerza en los mercados (entre las empresas y los consumidores), y proteger así los intereses de los países productores miembros, para los cuales los ingresos obtenidos de la venta de sus petróleos es de primordial importancia. Desde su creación, el citado organismo ha dirigido sus esfuerzos hacia el aumento de los precios de los petróleos que se comercian internacionalmente.

Dos factores principales han influido después de la crisis de Suez, para que la situación competitiva real de los diversos crudos no pueda apreciarse considerando los precios cotizados; una es la baja progresiva, hasta mediados de 1970, de las tarifas de transporte por tanquero, y la otra, el otorgamiento de descuentos importantes sobre los precios cotizados "para constituir los precios realizados".

En lo que respecta a las dos principales áreas productoras-exportadoras —Venezuela y el Medio Oriente— la baja porcentual de los fletes favoreció principalmente al petróleo del Medio Oriente, que debe transportarse a mayores distancias, pues en cifras absolutas esas tarifas de transporte bajaron considerablemente más que las correspondientes a Venezuela.

En el cuadro 55 se aprecia la evolución de los precios cotizados (promedios anuales), para los principales crudos de exportación y los del crudo producido en Estados Unidos durante el período 1948-1969.

Recientemente, durante la revisión de este estudio, se han producido alteraciones importantes en la situación de los precios y tendencias expuestos anteriormente. La esca-

⁵ Petroleum Press Service, febrero de 1968.

Cuadro 55

PRECIOS MEDIOS ANUALES DE CRUDOS FOB COTIZADOS EN PRINCIPALES PUERTOS O LUGARES DE EMBARQUE DEL GOLFO PÉRSICO, MEDITERRÁNEO, CARIBE Y ESTADOS UNIDOS^a

(Dólares por barril)

Zona de embarque	Golfo Pérsico					Mediterráneo				Caribe		Estados Unidos ^a	
País de origen del crudo	Kuwait	Arabia Saudita	Irán	Iraq	Zona neutral	Por oleoducto desde:		África		Venezuela La Salina (Tia Juana Med.)	Venezuela Puerto La Cruz (Oficina)	(Cotizado en Campo de producción)	
						Arabia Saudita	Iraq	Algeria	Libia			West Texas Sour	Refugio Light
Puerto de salida	Mena al Ahmadi	Ras Tanura	Bandar Mashur	FAO	Mena Saud	Sidón	Tripoli y Banías	Hassi Messaoud	Marsa el Brega				
Gravedad	API 31°	34°	34°	36°	24°	34°	36°	40° y más	39°	26°	36°	34°	35°
1950 ^b	(1.50)	1.71	(1.69)	—	—	2.37	2.41	—	—	(2.30)	(2.63)	2.40	2.80
1951 ^b	(1.50)	1.71	(1.69)	1.73	—	2.37	2.41	—	—	(2.30)	(2.63)	2.40	2.80
1952 ^b	(1.50)	1.71	—	1.73	—	2.37	2.41	—	—	2.24	2.63	2.40	2.80
1953	1.67	1.81	—	1.80	—	2.37	2.41	—	—	2.25	2.76	2.54	2.96
1954	1.72	1.93	1.91	1.90	1.50	2.37	2.41	—	—	2.30	2.88	2.65	3.10
1955	1.72	1.93	1.91	1.90	1.50	2.37	2.41	—	—	2.30	2.87	2.65	3.10
1956	1.72	1.93	1.91	1.85	1.50	2.46	2.41	—	—	2.30	2.80	2.65	3.10
1957	1.80	2.05 ^c	1.97	1.93	1.58	2.63	2.67	—	—	2.54	3.04	2.90	3.50
1958	1.85	2.08	2.04	1.98	1.63	2.47	2.51	—	—	2.55	3.05	2.90	3.35
1959	1.69	1.92	1.88	1.82	1.51	2.29	2.33	2.77	—	2.34	2.84	2.78	3.25
1960	1.64	1.86	1.84	1.78	1.49	2.24	2.28	2.77	—	2.30	2.80	2.77	3.25
1961	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.65	2.21	2.30	2.80	2.86	3.25
1962	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.65	2.21	2.30	2.80	2.89	3.25
1963	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	—	2.21	2.30	2.80	2.89	3.25
1964	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.35	2.21	2.30	2.80	2.89	3.25
1965	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.35	2.21	2.30	2.80	2.89	3.25
1966	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.35	2.21	2.30	2.80	2.89	3.25
1967	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.35	2.21	2.30	2.80	2.88	3.25
1968	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.35	2.21	2.30	2.80	2.90	3.32
1969	1.59	1.80	1.79	1.72	1.48	2.17	2.21	2.35	2.21	2.30	2.80	3.02	3.45

FUENTE: Petroleum Press Service, *Platt's Oil Price Handbook and Oilmanac*. United Nations, *Monthly Bulletin of Statistics* y estimaciones entre paréntesis tomadas de Issawi y Yeganeh, *The Economics of Middle Eastern Oil*, pág. 68.

^a En el caso de Estados Unidos el crudo es cotizado en el campo de producción.

^b Se comenzó a cotizar crudo de Arabia Saudita en 1950, de Venezuela en 1952 y de Kuwait en 1953. Los años estimados se encuentran entre paréntesis.

^c Antes de 1957 la gravedad del crudo era de 36° y después de este año es de 34°.

sez transitoria de capacidad de transporte marítimo provocada por la paralización del oleoducto transarábigo (Tapline) que se utiliza para el transporte de crudo al Mediterráneo, y por la reducción de la producción en Libia, ocurridas en mayo y junio de 1970, causaron un alza extraordinaria en los fletes petroleros durante algún tiempo.

Por otra parte, las presiones de los países exportadores de crudo, agrupados en la OPEP, tendientes a alcanzar una mayor participación en el negocio petrolero para los respectivos países, tanto desde el punto de vista económico como de administración, condujeron, después de prolongadas negociaciones, a la suscripción del convenio de Teherán en febrero de 1971⁶ y posteriormente al de Trí-

poli, de acuerdo con los cuales se aumentan fuertemente los tributos que perciben los países productores, por el alza de los precios de referencia sobre los cuales se calculan, y se convienen nuevos aumentos anuales hasta 1975. Se estima que el incremento de ingresos para los países productores será superior a 1 200 millones de dólares en 1971 y se aproximará a 4 000 millones en 1975. El alza media de los precios de los crudos del Golfo Pérsico, en 1971, como resultado del Convenio de Teherán, fue del orden de 25 por ciento.

Asimismo, la base de tributación que se aplica a la exportación de petróleo crudo de Venezuela, "los valores de exportación", también fueron alzados en 1971 por el gobierno de ese país, en concordancia con los aumentos del Medio Oriente y del Norte de África y se ha anunciado el propósito de continuar esta política en los años próximos.

El sistema de precios de referencia, con el que se regulan las regalías e impuestos a la renta, ha sido esta-

⁶ El convenio se extiende hasta la terminación de 1975. En forma resumida las principales disposiciones son:

— Estabilización de la tasa de impuestos para las exportaciones de crudo en el 55%.

— Un aumento en el precio de 35 centavos de dólar por barril.

— Un ajuste del precio por inflación, de 2.5% a partir del 1° de junio de 1971 y el primero de enero de cada año.

— Un aumento adicional de 5 centavos de dólar por barril fijado en esas fechas (factor de moratoria).

— Un aumento de 0.5 centavos de dólar por barril, por cada grado API inferior a 40° (entre 40° y 30°).

— Eliminación de las franquicias de OPEP y de la franquicia de mercadeo.

blecido, con diversas denominaciones, en casi todos los países exportadores. Con este sistema los ingresos del país exportador son independientes de los precios reales de venta del petróleo y esos ingresos pueden ser regulados de acuerdo con las condiciones del mercado. Una parte del alza del precio de referencia de cada crudo se traduce en un aumento de impuestos, según la legislación tributaria de cada país exportador y esa alza de tributos, que afecta a los costos, se ha reflejado en los precios reales de venta del crudo en los mercados internacionales.

Pese a todo lo anterior, ocurrido en tan corto plazo, continúa la presión de los grandes países exportadores sobre las compañías operadoras, porque desean una mayor influencia en los mercados y en la administración de las empresas y es difícil que las compañías puedan resistir esas presiones sin provocar o alentar reacciones nacionalistas en esos países.

b) Precios de derivados

La evolución de los precios de los derivados ha sido similar a la de los crudos. Estados Unidos constituía el principal país exportador de productos refinados y los precios del Golfo de México publicados en el *Platt's Oilgram* se aceptaban como elemento *job* determinante de los precios de derivados producidos en otras áreas. El costo de transporte se cobraba desde el Golfo hasta el punto de destino, independientemente del verdadero origen de los productos. Esta situación persistió hasta después de la segunda guerra mundial.

A comienzos del decenio de 1950 la estructura del comercio internacional había variado considerablemente. La exportación de Estados Unidos se había reducido enormemente, mientras que la capacidad de refinación y exportación de derivados se había expandido en diversas zonas productoras y consumidoras. Los precios del Caribe —no publicados entonces— se fijaban en función de los del Golfo de México y a un nivel algo inferior para compensar gastos de transporte. Por su parte, los precios del Golfo Pérsico de gasolinas y de fuel oil solían ser inferiores a los del Golfo de México. En 1956 las refinerías venezolanas comenzaron a publicar cotizaciones *job* de productos, y al año siguiente las refinerías del Golfo Pérsico también iniciaron la publicación de sus cotizaciones de derivados para la exportación.

En el cuadro 56 puede apreciarse el movimiento de cotizaciones de derivados publicadas para los principales productos en el Golfo de México, el Caribe y en el Golfo Pérsico.

Puede observarse que los precios cotizados por los derivados, tanto en Venezuela como en el Golfo Pérsico, se mantuvieron estables en los últimos años del decenio pasado. Sin embargo, estos productos se vendían en el mercado a precios reales diferentes de los cotizados, en algunos casos con descuentos de gran consideración (precios de realización).

Recientemente, esta situación de precios se ha alterado. Los precios de referencia, como base para el cálculo de impuestos, se aplican también a los derivados; las fluctuaciones en el mercado de fletes han afectado también

Cuadro 56

PRECIOS MEDIOS ANUALES FOB DE PRODUCTOS DERIVADOS COTIZADOS EN EL GOLFO DE MÉXICO,^a ZONA DEL CARIBE^b Y GOLFO PÉRSICO^c

(Dólares por barril)

	Gasolina (90) octanos			Querosene			Combustible número 2			Diesel 48-52			Bunker "C"		
	Estados Unidos	Venezuela	Arabia Saudita	Estados Unidos	Venezuela	Arabia Saudita	Estados Unidos	Venezuela	Arabia Saudita	Estados Unidos	Venezuela	Arabia Saudita	Estados Unidos	Venezuela	Arabia Saudita
1950	4.79	—	—	3.61	—	—	3.18	—	—	3.23	—	—	1.75	—	—
1951	5.00	—	—	3.69	—	—	3.34	—	—	3.49	—	—	1.83	—	—
1952	5.04	—	—	3.79	—	—	3.39	—	—	3.48	—	—	1.76	—	—
1953	5.11	—	—	3.88	—	—	3.51	—	—	3.61	—	—	1.82	—	—
1954	4.78	—	—	3.95	—	—	3.58	—	—	3.62	—	—	1.93	—	—
1955	4.70	—	—	3.94	3.73	—	3.75	3.57	—	3.77	3.59	—	2.04	2.07	—
1956	4.75	4.68	—	4.04	3.96	—	3.85	3.70	—	3.87	3.78	—	2.19	2.10	—
1957	4.94	4.60	4.50	4.33	4.11	3.95	4.20	3.98	3.82	4.28	4.07	3.91	2.85	2.54	2.40
1958	4.66	4.35	4.50	3.84	3.84	4.03	3.83	3.56	3.82	3.95	3.66	3.91	2.25	2.21	2.00
1959	4.63	4.41	4.37	4.10	3.96	3.91	3.88	3.65	3.57	3.98	3.73	3.66	2.05	2.00	1.80
1960	4.62	4.41	3.99	4.01	3.91	3.70	3.62	3.42	3.32	3.65	3.55	3.40	2.20	2.00	1.65
1961	4.60	4.18	3.99	4.20	4.05	3.87	3.85	3.47	3.32	3.93	3.57	3.40	2.31	2.00	1.65
1962	4.52	3.99	3.95	4.01	4.03	4.03	3.62	3.37	3.32	3.71	3.45	3.40	2.15	2.00	1.65
1963	4.46	3.84	3.61	4.07	3.97	3.91	3.68	3.33	3.19	3.77	3.42	3.28	2.12	2.00	1.65
1964	4.40	3.69	3.61	3.75	3.71	3.61	3.42	3.07	2.98	3.52	3.16	3.07	2.10	2.00	1.65
1965	4.13	3.53	3.61	3.90	3.65	3.70	3.60	2.74	2.86	3.66	2.81	2.94	2.10	2.00	1.65
1966	4.53	3.53	3.61	3.97	3.72	3.78	3.75	2.86	2.86	3.80	2.81	2.81	2.10	2.00	1.65
1967	4.52	3.53	3.61	4.37	3.74	3.78	4.08	2.69	2.69	4.17	2.81	2.81	2.01	2.00	1.65
1968	4.27	3.53	3.61	4.34	3.74	3.78	4.06	2.69	2.69	4.15	2.81	2.81	1.69	2.00	1.65
1969	4.42	3.53	3.61	4.09	3.74	3.78	3.99	2.73	2.60	4.09	2.81	2.81	1.54	2.00	1.65

FUENTE: *Platt's Oil Price Handbook and Oilmanac*.

^a Precio de derivados producidos en Estados Unidos, *job* Golfo de México (promedio anual de precios máximos y mínimos).

^b Precio de derivados producidos en Venezuela, *job* Cardón (promedio anual de precios cotizados). La cotización de derivados exportados desde Venezuela, se publica a partir de 1955.

^c Precio de derivados producidos en Arabia Saudita, *job* Ras Tanura (última cotización vigente para cada año). La cotización de derivados exportados desde Medio Oriente se publica a partir de 1957.

al mercado de derivados, que en 1970 experimentaron alzas de gran consideración, especialmente en los derivados pesados.

3. Precios realizados versus precios cotizados

El hecho de que no existe una amplia bolsa para el petróleo (como la hay para otros bienes como el estaño, el café, el trigo), a pesar de que en cantidad es el principal producto que se comercia internacionalmente, se debe en primer lugar al elevado grado de integración de la industria, y en segundo lugar a la heterogeneidad del producto. Existe gran variedad de crudos que se exportan en el mundo, cada uno con sus características particulares (gravedad, viscosidad, contenido de azufre) que condicionan su uso y afectan a los precios respectivos. El rendimiento del crudo pesado venezolano (Tía Juana) sometido al proceso de destilación directa, por ejemplo, da una elevada proporción de fuel oil residual (alrededor de 70%), mientras que el crudo liviano de Argelia suele dar un alto rendimiento de gasolina (que representa alrededor del 40% del total). Naturalmente, la selección de uno u otro crudo en un determinado lugar, dependerá de las instalaciones de refinación allí existentes y de la estructura del consumo de su mercado, además del precio.

En tercer lugar debe señalarse que las empresas que operan en el sector no integrado, suelen realizar gran parte de las operaciones de compraventa mediante contratos bilaterales. En ellos, al fijar el precio de compra, se considera la calidad del crudo, la cantidad y duración del suministro, las condiciones, plazos o exigencias de pago (en algunos casos, se prevé la readquisición de productos refinados o alguna otra modalidad de trueque). Naturalmente, cada contrato es individual, y la obtención de condiciones liberales en algunos aspectos puede determinar condiciones más estrictas en otros.

Por último, debe recordarse que la posibilidad de sustituir el petróleo también afecta a su precio y en algunos centros de consumo un pequeño cambio en los precios relativos de otras fuentes de energía puede aumentar o disminuir el consumo de un derivado petrolero, tal como ha sucedido con el carbón, y está sucediendo cada día más con el gas natural.

A comienzos del decenio de 1950, aproximadamente la mitad del consumo mundial de derivados provenía de centros de refinación localizados en los países productores-exportadores de crudo. En esa etapa los precios cotizados de los productos derivados en esos centros exportadores incidieron de manera determinante en el nivel de precios vigentes en los de consumo. Sin embargo, durante los últimos quince años la capacidad de refinación mundial se expandió en un 150% y la distribución geográfica de dicha capacidad ha variado notablemente. Destacan los casos de Europa, Japón, Australia, Canadá y América Latina.

Por razones económicas, políticas y estratégicas, los países consumidores han ido creando su propia capacidad local de refinación, importando todo o gran parte del crudo que procesan. Así, de una situación en que las refinerías solían localizarse en torno a los centros productores de crudo se ha pasado a una situación en que la capacidad refinadora se ubica preferentemente en torno a los mercados de consumo.

Con la rápida expansión de la industria de la refina-

ción en los países consumidores, los precios se han visto afectados en mayor grado, por las condiciones particulares de cada lugar, tales como la capacidad instalada, las características de las refinerías, la estructura impositiva, la calidad y otras características exigidas por el consumo, la disponibilidad y el precio de competencia de los crudos. El costo del crudo importado para cubrir las necesidades de una industria de refinación, tiene un papel determinante en el margen de beneficios de ésta y en los precios de venta internos.

Durante los últimos diez años la intensificación de la exploración y el descubrimiento de extensas reservas de crudo en diversas áreas del mundo (entre 1955 y 1969 el crecimiento relativo de reservas comprobadas ha sido del 117%),⁷ ha promovido una pronunciada expansión en la oferta, que a su vez ha contribuido a activar la competencia. En el proceso evolutivo de los precios antes examinado, la diferencia entre el precio medio cotizado y el de realización aumentó, sobre todo en el caso del crudo (cuya cotización no había variado desde 1960). Aun cuando para los derivados también existe un margen de diferencia entre los precios cotizados y los realizados, es de menor magnitud, por el hecho de que las cotizaciones de los productos también han descendido después de 1960. Para Venezuela, la comparación entre el precio medio *fob* cotizado para crudo y el precio medio *fob* realizado en 1969 arroja una diferencia por barril aproximadamente de 50 cts. de dólar. En el caso de los derivados, la correspondiente diferencia entre el precio cotizado y el realizado es del orden de 40 cts. de dólar (Véanse los cuadros 57 y 58.)

4. Tarifas de transporte y precios cif

Los cambios operados en las tarifas de transporte de petróleo inciden en los precios *cif* de crudos y derivados y provocan modificaciones en las relaciones competitivas entre los petróleos que provienen de diversas áreas productoras y que concurren en los mercados de consumo.

Los fletes vigentes en un momento dado se refieren habitualmente a una escala o tarifa fija para cada recorrido, tales como USMC, ATRS, Instascale y, desde 1969, *Worldscale*, sobre los cuales se aplica un porcentaje de descuento o de prima para ajustar el flete a las condiciones vigentes de oferta y demanda en el mercado internacional, el tamaño del barco, la duración del contrato y otras características del transporte.

Por otra parte, se publican periódicamente índices cuyo propósito es reflejar el movimiento de los fletes a través de la medición de la magnitud de los descuentos o primas que se registran en el mercado en un período dado. Como todos los índices de precios dependen para su elaboración de una muestra de operaciones, han sido criticados en cuanto a su representatividad. Debe señalarse, sin embargo, que aun cuando los índices no logran promediar con mucha precisión la intensidad de las alzas o bajas operadas en los fletes, sirven para calibrar la tendencia general de los mismos.

En realidad, la magnitud del descuento otorgado en una operación de flete determinado no depende únicamente de las fuerzas de oferta y de demanda que inciden en el mercado, sino también de otras condiciones.

⁷ *World Oil*, 15 de agosto de 1969.

Cuadro 57

VENEZUELA: PRECIOS MEDIOS COTIZADOS *FOB* DE CRUDO, DERIVADOS Y PONDERADO DE PETRÓLEO
EXPORTADO DESDE VENEZUELA

	<i>Crudo</i>		<i>Derivados</i>		<i>Total petróleo^a</i>	
	<i>US\$ por barril</i>	<i>Índice 1955=100</i>	<i>US\$ por barril</i>	<i>Índice 1955=100</i>	<i>US\$ por barril</i>	<i>Índice 1955=100</i>
1952 ^b	2.17 ^c	93	—	—	—	—
1953	2.24 ^c	96	—	—	—	—
1954	2.33 ^c	100	—	—	—	—
1955 ^d	2.33 ^c	100	2.50 ^c	100	2.36	100
1956	2.33	100	2.60	104	2.38	101
1957	2.59	111	2.98	119	2.67	113
1958	2.57	110	2.67	107	2.59	110
1959	2.34	100	2.54	102	2.38	101
1960	2.29	98	2.42	97	2.32	98
1961	2.31	99	2.41	96	2.34	99
1962	2.31	99	2.40	96	2.33	99
1963	2.31	99	2.39	96	2.33	99
1964	2.29	98	2.30	92	2.29	97
1965	2.27	97	2.24	90	2.26	96
1966	2.29	98	2.23	89	2.27	96
1967	2.30	99	2.24	90	2.28	97
1968	2.30	99	2.24	90	2.28	97
1969	2.30	99	2.24	90	2.28	97

FUENTE: Datos elaborados en la Sección de Economía Petrolera y Minera, Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

^a Para la obtención del total petrolero los precios medios de crudo y derivados cotizados fueron ponderados por los montos exportados respectivamente cada año.

^b Se comenzó la publicación de los precios cotizados para crudos exportados desde Venezuela en julio de 1952.

^c Calculado a base de datos parciales.

^d Se comenzó la publicación de precios cotizados para productos derivados exportados desde Venezuela en febrero de 1955.

Cuadro 58

VENEZUELA: PRECIOS MEDIOS REALIZADOS *FOB* DE CRUDO, DERIVADOS Y PONDERADO DE PETRÓLEO
EXPORTADO DESDE VENEZUELA

	<i>Crudo</i>		<i>Derivados</i>		<i>Total petróleo</i>	
	<i>US\$ por barril</i>	<i>Índice 1955=100</i>	<i>US\$ por barril</i>	<i>Índice 1955=100</i>	<i>US\$ por barril</i>	<i>Índice 1955=100</i>
1950	2.12	93	2.09	84	2.11	90
1951	2.00	87	2.32	93	2.05	88
1952	2.11	92	2.29	92	2.14	92
1953	2.30	100	2.34	94	2.30	98
1954	2.31	101	2.33	94	2.31	98
1955	2.29	100	2.49	100	2.34	100
1956	2.30	100	2.56	103	2.36	101
1957	2.59	113	2.92	117	2.65	113
1958	2.48	108	2.54	102	2.50	107
1959	2.19	96	2.37	95	2.23	95
1960	2.08	91	2.22	89	2.12	91
1961	2.10	92	2.21	89	2.13	91
1962	2.06	90	2.13	85	2.08	89
1963	2.02	88	2.08	83	2.04	87
1964	1.95	85	1.97	79	1.96	84
1965	1.89	83	1.90	76	1.89	81
1966	1.86	81	1.89	76	1.87	80
1967	1.84	80	1.90	76	1.85	79
1968	1.83	80	1.95	78	1.87	80
1969	1.79	80	1.84	74	1.81	77

FUENTE: Datos elaborados en la Oficina de Economía Petrolera y Minera, Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

Cuando el petróleo se mueve entre empresas filiales que operan en zonas de producción y en áreas de consumo, suele transportarse por tanqueros propios o bajo administración de la empresa integrada, por lo que el flete tendría el carácter de un asiento contable, que se formula para la presentación de los informes financieros. Cuando una empresa integrada realiza operaciones con terceros, transportando el petróleo en unidades propias, el monto cobrado por concepto de flete suele ajustarse con mayor precisión a las condiciones de oferta y demanda imperantes en el mercado. Sin embargo, dicho flete puede manejarse como factor compensador de un precio de venta *job* que no se ajusta a las condiciones competitivas vigentes. Frente a una situación de relativa inelasticidad a corto o mediano plazo, que frecuentemente existe para los precios *job* de exportación de las compañías integradas que operan en zonas productoras, se recurre a veces a la reducción pronunciada del flete para poder penetrar en un mercado donde concurren otras empresas oferentes.

Después de 1960, esta situación ha provocado descuentos de fletes muy por encima de los que rigen en el mercado de transporte en un momento dado.

Si el propietario del tanquero es ajeno al vendedor y al comprador de petróleo, el flete cobrado suele ajustarse más a las relaciones de oferta y demanda existentes en el mercado. No obstante, siempre hay factores que condicionan el monto del flete cobrado en un determinado contrato. A grandes rasgos éstos son: el tamaño de la unidad o unidades empleadas (pequeñas, medianas, o de gran porte); la duración del contrato (que puede implicar un viaje sencillo, o sucesivos viajes que se efectúan en un período corto o largo de tiempo); el tipo de petróleo (crudo, fuel oil o productos limpios), la cantidad y la distancia a la cual será transportado (en la práctica a mayor distancia, suele haber mayor liberalidad en los descuentos).

A pesar de que a veces se contratan tanqueros para viajes únicos (o sencillos), las tarifas cobradas (*spot rates*), no son representativas de la generalidad de transacciones de fletajes ya que, hoy en día, menos de un 10% del petróleo es transportado por tanqueros contratados en esa forma. Por otra parte, los fletes de esta índole tienden a fluctuar de manera muy pronunciada, por el hecho de que dependen exageradamente de la situación de la oferta en un momento dado. A comienzos del decenio de 1950, prácticamente la totalidad de los tanqueros utilizados para el transporte oceánico del petróleo eran del tipo T2 (con una capacidad máxima de unas 16 000 toneladas de peso muerto), mientras que a raíz de la crisis de Suez, se intensificó la construcción de tanqueros de mayor porte. Naturalmente, el cambio en la estructura de la capacidad media de los tanqueros ha modificado la estructura de las tarifas. Como los tanqueros de mayor tamaño tienen un costo mayor de ociosidad, suelen fletarse para contratos de duración más o menos prolongada, dejándose los más obsoletos para efectuar los viajes sencillos.

El cuadro 59 permite apreciar los cambios operados en la estructura de la capacidad de tanqueros que transportan el petróleo internacionalmente a partir del año en que se resolvió la crisis de Suez. (Véase el cuadro 59.)

A pesar del aumento continuado que se observa en la capacidad media de los tanqueros, únicamente el 1.5%

Cuadro 59

CAMBIOS OCURRIDOS EN LA ESTRUCTURA
DE LA CAPACIDAD DE TANQUEROS

(Toneladas de peso muerto)

	Número de tan- queros en ope- ración	Capacidad total de transporte (millones)	Capacidad media por tanquero en operación (miles)
1957	2 952	47.0	15.9
1960	3 307	64.0	19.4
1965	3 482	90.1	25.9
1966	3 023	97.1	32.1
1967	3 064	105.5	34.4
1968	3 133	116.7	37.2
1969	3 160	132.9	42.1

FUENTE: John I. Jacobs & Company, Ltd., *World Tanker Fleet Review*.

del total de la capacidad de transporte superaba, en 1968, las 200 000 TPB. Los buques tanques comprendidos entre las 10 000 y las 49 999 TPB constituían el 55% de la flota petrolera mundial, seguidos por los de 50 000 a 99 999 toneladas de porte bruto, con un 38 por ciento.

El tonelaje máximo por buque también ha ido evolucionando como puede observarse en el cuadro 60.

En 1968 el *Universe Ireland*, con sus 312 000 TPB, fue el buque de mayor porte en actividad y se le destinó a la travesía del Golfo Pérsico a la Bahía de Bantry (Irlanda), pasando por el Cabo de Buena Esperanza (África).

Debe señalarse que la capacidad media por tanquero en operación aún está en fase de expansión y las nuevas construcciones para el tráfico internacional de petróleo se orientan siempre más hacia el supertanquero.

La flota petrolera mundial en 1969 alcanzaba a 135 millones de toneladas de peso muerto, de las cuales 53 millones de toneladas eran de construcción anterior a 1961 y 82 millones construidos entre 1961 y 1969. La capacidad media de los barcos construidos antes de 1961, en operación en 1969, era de 21 000 toneladas y la de los de construcción posterior, de 63 000 toneladas. La capacidad media de los barcos en construcción en 1969 era de 140 000 toneladas y para las nuevas construcciones encargadas en 1969, el tonelaje comprendido entre 200 000

Cuadro 60

TONELAJE MÁXIMO POR BUQUE

	Toneladas de peso muerto
1952	45 000
1954	52 000
1955	83 000
1960	130 000
1966	276 000
1968	312 000

FUENTE: John I. Jacobs & Company Ltd., *World Tanker Fleet Review*.

y 250 000 toneladas, superaba el 50%. Se espera que para 1975, más de la mitad de la flota petrolera mundial esté compuesta por barcos con una capacidad superior a 150 000 toneladas de peso muerto.

En 1970 se encontraban ya en operación más de 90 tanqueros de más de 220 000 toneladas y la tendencia al crecimiento se mantiene.⁸

Como los supertanqueros tienen costos unitarios de transporte muy bajos, se supone que la incorporación de nuevas unidades de este tipo continuará presionando los fletes hacia abajo. Existen limitaciones, sin embargo, que probablemente frenarán la disminución de tarifas en el futuro, entre las cuales se deben señalar: los costos adicionales de construir instalaciones portuarias especiales para los supertanqueros en los puertos de desembarque, la imposibilidad de estas unidades de transitar por el Canal de Suez o de Panamá, y las altas tasas de seguros.

La limitación más seria es el calado, ya que un petrolero de 100 000 TPB a plena carga, necesita no menos de 50 pies de profundidad en los puertos. En América Latina la única terminal, en 1969, para petroleros gigantes era la de San Sebastián, cerca de Santos en Brasil, que podía albergar buques tanques hasta las 115 000 TPB. En la Argentina, por ejemplo, los principales puertos de descarga de petróleo: Dock Sur y La Plata (en la provincia de Buenos Aires) no permiten el acceso de buques con más de 28 pies de calado (15 000 toneladas de carga).

En el cabo de San Antonio (Provincia de Buenos Aires) comenzarán a funcionar, a partir de 1972, las boyas de amarre, que posibilitarán la descarga de petroleros de hasta 80 000 TPB, con la consiguiente disminución de los fletes.

Los países importadores de la costa del Pacífico, Chile y el Perú, reciben petróleo de Venezuela atravesando el Canal de Panamá que no puede ser utilizado por barcos que excedan las 60 000 TPB. Esta situación puede modificarse con alguna de las alternativas estudiadas para su remplazo, o con un oleoducto en el Istmo o bien como sucedió con el Canal de Suez con barcos de mucho mayor tamaño dando la vuelta a Sudamérica.

Chile ha pensado adquirir un tanquero de 160 000 toneladas para transportar crudo del Golfo Pérsico, hasta el terminal de Quintero, para lo cual se amplían las instalaciones de este puerto. El Ecuador construye un terminal profundo para supertanqueros para la exportación del petróleo de su región oriental. El Brasil amplía la capacidad de sus terminales y sin duda otros países desearán también aprovechar las ventajas de los barcos de gran tonelaje.

En el cuadro 61 se presenta la evolución de las flotas tanqueras latinoamericanas, en los últimos años; puede observarse la preeminencia de las del Brasil y de la Argentina, seguidas por las de Venezuela y México.

La posibilidad de transportar económicamente el petróleo a grandes distancias, tiene efectos importantes sobre la actividad petrolera latinoamericana, que deben ser cuidadosamente observados, ya se trate de la exportación

Cuadro 61

AMÉRICA LATINA: FLOTA DE BUQUES TANQUES

(Miles de toneladas de peso muerto)

	1962	1963	1965	1966	1968	1969
Argentina	760	781	704	669	674	685
Brasil	545	608	612	610	662	763
Colombia	22	22	20	40	70	75
Chile	66	94	122	120	120	120
Cuba	...	...	...	...	6	6
Ecuador	2	4	4	4	3	3
México	180	285	242	304	359	350
Paraguay	3	3	4	4	4	5
Perú	63	63	49	49	99	105
Uruguay	65	65	66	66	118	118
Venezuela	355	351	283	283	356	361
Total	2 061	2 281	2 106	2 149	2 471	2 591

FUENTE: CEPAL a base de datos del Instituto de Estudios de la Marina Mercante Iberoamericana.

NOTA: Los buques tanques que navegan con pabellón de Panamá se considera que en su mayor parte están controlados por empresas extranjeras.

hacia centros consumidores alejados o de la importación desde centros productores muy distantes. Mientras menor sea el costo de transporte en relación con el valor del petróleo, menos importante es la cercanía entre productor y consumidor y menor influencia tiene el hecho de encontrarse en un mismo continente.

El progreso tecnológico en los transportes que ha producido el supertanquero (que sigue creciendo), ha acercado los centros productores a los consumidores y ha

Cuadro 62

PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN EL MUNDO

(M³/día/pozo)

	Productividad
Irán	1 870
Iraq	1 700
Arabia Saudita	1 100
Kuwait	700
Libia	380
Argelia	190
Nigeria	180
Unión Soviética	15
Estados Unidos	2.5
Mundo	8.0
Venezuela	50
Bolivia	31
Brasil	28
México	20
Chile	19
Colombia	12.6
Argentina	10
Trinidad	8.7
Perú	4.5
Ecuador	0.9
América Latina	26.0

FUENTES: Petroleum Press Service, abril de 1968; Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, 1968; *World Oil*, 15 de septiembre de 1965; *Petrotecnia*, No. 5, año XVIII.

⁸ En 1971, se construía en astilleros japoneses un tanquero de 477 000 toneladas y se negociaba la construcción de otro de 500 000 toneladas.

creado importantes competidores para los productores de América Latina en los mercados consumidores de su mismo continente.

El Brasil, el más grande importador de América Latina, se abastece principalmente de petróleo de fuera de la región (Medio Oriente). Lo mismo sucede con la Argentina, el Uruguay y Chile a partir de 1970. Venezuela vende la mayor parte de su producción en la costa Este de Norteamérica, en competencia con petróleo del Golfo Pérsico y la competencia en el mercado europeo es crecientemente difícil.

Los costos totales de producción en el Medio Oriente son sustancialmente más bajos que los correspondientes para Venezuela, lo que permite a los países del Golfo Pérsico mantener precios *job* más bajos y llegar a precios *cif* competitivos o menores a muchísimos centros consumidores del mundo mediante el empleo de supertanqueros.

Esos menores costos de producción⁹ se derivan de los menores costos de exploración para encontrar petróleo y

⁹ Se estiman así en centavos de dólar por barril: Kuwait 6, Irán 12, Arabia (medio) 11, Arabia (pesado) 15, Iraq 12 (*Petroleum Intelligence Weekly*, Vol. XI, N° 7). Para Venezuela se les estima entre 55 y 60, como promedio, y para los Estados Unidos, del orden de 150.

principalmente de la alta productividad media de sus pozos (véase el cuadro 62) en comparación con los de otras zonas productoras; las inversiones son menores por barril producido y la rentabilidad buscada por las empresas se alcanzan con precios menores. Además, las contribuciones y participaciones impuestas a las empresas productoras en los países del Medio Oriente han sido menores que las correspondientes a Venezuela, por unidad producida.

Los precios reales de exportación *job* Golfo Pérsico han sido variables en los diversos años, según las condiciones del mercado y según el país consumidor, pero en promedio han tenido diferencias con los precios reales *job* Venezuela, en los últimos años, de 0.40 a 0.60 dólares por barril, para calidades comparables.

Para el cálculo de los fletes, los índices del cuadro 63 fueron aplicados a las tarifas Intascale vigentes lo que permitió formular fletes medios anuales entre los puntos de producción y de importación seleccionados (véase la nota al pie del cuadro). Así, los fletes que se presentan en el cuadro 64 y por consiguiente los precios *job* realizados del cuadro 65 son sólo estimaciones destinadas a mostrar las variaciones que han experimentado en el transcurso del tiempo.

Los fletes a los principales mercados son menores des-

Cuadro 63
MOVIMIENTO DE TARIFAS DE TANQUEROS^a ENTRE 1950 Y 1969^b

	Dólares por barril		Costo medio de transporte ^c (dólares por barril)		Costo medio de transporte (índices)	
	Precio <i>job</i> Kuwait	Precio <i>cif</i> Reino Unido	Con peaje	Sin peaje	1965=100	1950=100
1950	1.65	2.77	1.12	1.00	158.73	100.00
1951	1.65	3.43	1.78	1.66	263.49	166.00
1952	1.65	3.78	2.13	2.01	319.05	201.00
1953	1.64	3.29	1.65	1.53	242.86	153.00
1954	1.72	2.81	1.09	0.97	153.97	97.00
1955	1.72	2.86	1.14	1.02	161.90	102.00
1956	1.72	3.25	1.53	1.41	223.81	141.00
1957	1.80	3.56	1.76	1.64	260.32	164.00
1958	1.85	3.10	1.25	1.13	179.37	113.00
1959	1.69	2.80	1.11	0.99	157.14	99.00
1960	1.64	2.63	0.99	0.87	138.10	87.00
1961	1.59	2.53	0.94	0.82	130.16	82.00
1962	1.59	2.50	0.91	0.79	125.40	79.00
1963	1.59	2.47	0.88	0.76	120.63	76.00
1964	1.59	2.38	0.79	0.67	106.35	67.00
1965	1.59	2.34	0.75	0.63 ^d	100.00	63.00
1966	1.59	2.37	0.78	0.66	104.76	66.00
1967	1.59	2.47	0.88	0.82	130.15	82.00
1er. semestre	1.59	2.31	0.72	0.60	95.24	60.00
2do. semestre	1.59	2.63	1.04	1.04	165.08	104.00
1968	1.59	2.41	0.82	0.82	130.15	82.00
1969	1.59	2.27	0.72	0.72	114.28	72.00

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones de Naciones Unidas, *Monthly Bulletin of Statistics*.

^a Basado en la diferencia del precio *job* cotizado y *cif* Reino Unido, de crudo procedente de Kuwait.

^b Tomado de informaciones de precios de crudos publicadas en el *Monthly Bulletin of Statistics* de las Naciones Unidas. Se ha utilizado esta fuente con el fin de elaborar una larga serie de índices de costos medios anuales de transporte por tanquero, que reflejará las variaciones de las tarifas AFRA.

^c Peaje por Canal de Suez (US\$ 0.12 por barril). A partir del segundo semestre de 1967 no incluye peaje.

^d La comparación del costo medio de transporte por tanquero en 1965 Kuwait-Reino Unido (US\$ 0.63) con la correspondiente tarifa Intascale vigente desde el 15 de diciembre de 1958 arrojó un descuento medio de un 33%. Tomando en cuenta el hecho de que la valorización trimestral de fletes por el Comité Londinense de Corredores (publicada en el *Petroleum Press Service*) señala un descuento AFRA de 29.8% para petroleros medianos y de 39.5% para petroleros de gran porte en 1965, se consideró factible utilizar Intascale —33%— para estimar las tarifas medias de transporte entre distintos centros de producción y consumo. Los índices de la penúltima columna (1965=100) se han aplicado a las correspondientes tarifas para el cálculo de los años.

Cuadro 64

MOVIMIENTO DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR TANQUERO DESDE EL MEDIO ORIENTE, VENEZUELA Y ÁFRICA HACIA EL REINO UNIDO, ESTADOS UNIDOS Y BRASIL

(Dólares por barril)

Destino	Reino Unido				Estados Unidos (costa este)				Brasil			
Origen	Kuwait	Venezuela	Libia	Diferencia con Venezuela	Arabia Saudita	Venezuela	Libia	Diferencia con Venezuela	Medio Oriente	Venezuela	Diferencia con Venezuela	
				Kuwait Libia				Arabia Saudita Libia				
1950	1.117	0.711	—	0.406	—	1.062	0.381	—	0.601	—	—	—
1955	1.137	0.725	—	0.412	—	1.083	0.389	—	0.694	—	0.652	0.343
1957	1.755	1.166	—	0.589	—	1.760	0.625	—	1.135	—	1.049	0.569
1958	1.248	0.804	—	0.444	—	1.200	0.430	—	0.776	—	1.110	0.387
1960	0.987	0.619	—	0.368	—	0.930	0.331	—	0.599	—	0.850	0.293
1965	0.748	0.448	0.298	0.300	-0.150	0.670	0.240	0.427	0.430	0.187	0.615	0.212
1966	0.980	0.469	0.318	0.511	-0.157	0.702	0.251	0.447	0.451	0.196	0.644	0.222
1967	0.880	0.583	0.312	0.297	-0.195	0.872	0.312	0.556	0.559	0.244	0.800	0.275
1er. semestre	0.720					0.642						
2do. semestre	1.040					1.108						
1968	0.820	0.583	0.388	0.237	-0.195	0.872	0.312	0.556	0.561	0.244	0.800	0.275
1969	0.720	0.512	0.341	0.208	-0.171	0.766	0.274	0.488	0.492	0.214	0.703	0.242

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones suministradas por la Sección de Economía Petrolera y Minera, Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

Cuadro 65

MOVIMIENTO COMPARATIVO DE LOS PRECIOS MEDIOS FOB Y CIF^a DE CRUDO EXPORTADO DESDE EL MEDIO ORIENTE, LIBIA Y VENEZUELA A ESTADOS UNIDOS, REINO UNIDO Y BRASIL

(Dólares por barril)

Destino	FOB			CIF			Índices (1957 = 100)					
	Vene- zuela	Li- bia	Medio Oriente	Vene- zuela	Li- bia	Medio Oriente	FOB			CIF		
							Vene- zuela	Li- bia	Medio Oriente	Vene- zuela	Li- bia	Medio Oriente
<i>Estados Unidos (costa este)</i>												
1957	1.99	—	1.07	2.62	—	2.81	100	—	100	100	—	100
1960	2.04	—	1.19	2.37	—	2.11	105	—	111	91	—	75
1965	2.07	1.63	1.38	2.31	2.06	2.05	108	100	129	88	100	73
1968	1.91	1.52	1.12	2.22	2.06	2.00	96	93	105	85	100	71
1969	1.92	1.69	1.22	2.19	2.18	1.99	96	104	114	84	106	71
<i>Reino Unido</i>												
1957	2.71	—	1.86	3.88	—	3.61	100	—	100	100	—	100
1960	2.32	—	1.67	2.94	—	2.66	86	—	90	76	—	74
1965	1.84	2.15	1.53	2.29	2.45	2.28	67	100	82	59	100	63
1968	1.64	1.98	1.59	2.22	2.37	2.41	63	92	85	57	97	67
1969	1.54	1.98	1.55	2.05	2.32	2.27	57	92	83	53	95	63
<i>Brasil</i>												
1957	2.03	—	1.46	3.08	—	3.08	100	—	100	100	—	100
1960	2.19	—	1.55	2.75	—	2.40	108	—	106	89	—	78
1964	1.80	—	1.36	2.23	—	2.02	89	—	95	72	—	66
1968	1.92	—	1.24	2.45	—	2.04	95	—	85	80	—	66
1969	2.02	—	1.15	2.48	—	1.85	99	—	79	81	—	60

FUENTE: CEPAL, a base de datos del Departamento de Comercio de los Estados Unidos; para el Reino Unido, *Ministry of Power Summary of MHS Customs and Excise*; para el Brasil, PETROBRAS.

^a Estimado a base de tarifas Intascale y descuentos.

^b Para el precio medio de exportación del Medio Oriente hacia Estados Unidos se ha utilizado el correspondiente a Arabia Saudita, principal proveedor de la zona del mercado norteamericano. En el caso del Reino Unido se utiliza el precio medio de Kuwait (principal exportador del Golfo Pérsico hacia ese mercado). El precio medio de Brasil es representado por la exportación de la zona del Medio Oriente hacia ese país (Irak, Kuwait y Arabia Saudita abastecen el mercado brasileño).

de Venezuela que desde el Medio Oriente, pero las diferencias reales, variables según las circunstancias del mercado, alcanzaban (1967-1969) a unos 0.25 dólares por barril a Europa occidental, 0.55 a la costa oriental de Norteamérica y 0.25 al Brasil (véase el cuadro 64). Por lo tanto los precios *cif*, que son los que afectan al consumidor, favorecen claramente al Medio Oriente, salvo en América del Norte, en la costa Atlántica, donde la competencia es reñida.

Cuando el mercado de fletes baja, la diferencia en favor del petróleo del Golfo Pérsico es mayor. El empleo de barcos de gran capacidad favorece también a ese centro de producción.

La rápida expansión de la capacidad interna de refinación en Europa y América Latina, ha contribuido a intensificar la demanda de crudo del Golfo Pérsico, que por la baja pronunciada en los fletes de esa procedencia han ido sustituyendo las importaciones de derivados y de crudos, que en gran parte procedían de la zona del Caribe. (Véase el cuadro 66.)

En el cuadro 65 se registra el movimiento comparativo de algunos precios *job* y *cif* de Venezuela y el Medio Oriente que permiten apreciar los cambios en las posiciones relativas de competencia de esos crudos en algunos mercados.

Los valores *cif* medios de los crudos del Medio Oriente aparecen más bajos que los correspondientes a Venezuela, a partir de 1960, en prácticamente todos los mayores mercados (con excepción del año 1968 en el Reino Unido). Debe tenerse presente que ésta es una comparación de valores medios, que no considera diferencias de densidad, contenido de azufre ni otras características propias de los distintos crudos. En los otros mercados latinoamericanos, más alejados de Venezuela que el Brasil, la comparación de precios *cif* es aún más favorable al Medio Oriente.

Por último, debe señalarse que la contracción progresiva en los precios *job* de exportación, junto a la reduc-

ción de los fletes, ha favorecido a los países consumidores, ya que han podido importar el petróleo a precios que tienden a ser más bajos,¹⁰ y ha resultado contrario a los intereses de los países productores, hasta mayo de 1970. A partir de entonces los precios acusan un vuelco favorable a ellos y contrario a los consumidores.

Debe recordarse que, en la formación de los precios *cif* pagados por crudos o productos en distintos centros de consumo, influyen numerosos factores competitivos que determinan diferentes niveles de precios en cada mercado.

Las pequeñas reducciones absolutas que presenta Argentina en los periodos 1959-1968 y 1959-1969, se deben en gran parte, a la importación de crudos reconstituidos en los últimos años (más caros como consecuencia de la incorporación de fracciones de derivados livianos). (Véase el cuadro 67.)

El incremento en los precios *cif* que muestran todos los países durante 1967-1968, es consecuencia del aumento registrado en los fletes de los tanqueros con posterioridad al cierre del Canal de Suez en 1967.

Si bien el petróleo que se mueve internacionalmente también se transporta por oleoductos (desde Arabia Saudita e Iraq a puertos del Mediterráneo, y entre distintos países europeos) no se ha hecho referencia a los costos de este medio de transporte ni a su incidencia en los precios *cif* de importación, por cuanto la cantidad de petróleo que se mueve internacionalmente por oleoductos es relativamente reducida en comparación con el transporte por tanqueros. Por otra parte, el gran ahorro que en el decenio de 1950 representaba el envío de crudo por oleoducto desde el Medio Oriente hasta el Mediterráneo, comparado con el transporte por tanqueros T-2 (en 1950 arrojaba un diferencial de 65 cts. de dólar por barril a favor del oleoducto), se ha ido reduciendo a medida que la capacidad media de los tanqueros ha aumentado. Hoy, con el advenimiento de buques superiores a las 100 000 toneladas de peso muerto, la diferencia a favor del transporte por oleoducto se ha eliminado totalmente, permaneciendo el oleoducto como el medio más económico para transportar el crudo por vía terrestre.

Los costos de operación por cada 1 000 barriles-millas para oleoductos y buques tanques son los siguientes:

	Diámetro	Dólares
Oleoductos: ^a	30 pulgadas	0.14
	36 pulgadas	0.12
	42 pulgadas	0.11
TPB		
Buques: ^b	50 000	0.07-0.08
	100 000	0.05-0.06
	200 000	0.03-0.04
	300 000	0.02-0.03

FUENTE: *Petroleum Press Service*, febrero de 1968.

^a Costos medios que pueden incrementarse según las características del terreno. En la URSS se han llegado a construir oleoductos de 60 pulgadas.

^b Para 6 000 millas de recorrido.

¹⁰ Como en la gran mayoría de los países consumidores, los derivados petroleros se gravan con impuestos elevados, el beneficio de la contracción de los precios de importación ha sido asimilado por el fisco, y en muy poco grado ha llegado a beneficiar al consumidor final.

Cuadro 66

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE
POR TANQUERO^a DE CRUDOS EXPORTADOS
A ALGUNOS PAÍSES CONSIGNATARIOS, DESDE
EL GOLFO PÉRSICO Y LA ZONA DEL CARIBE
ENTRE 1958 Y 1969

(Dólares por barril)

Países consignatarios	Golfo Pérsico	Zona del Cari- be ^b
Reino Unido	0.53 ^c	0.29
Alemania (República Federal)	0.50 ^d	0.31
Estados Unidos (costa oeste)	0.43 ^e	0.16
Brasil	0.41	0.26

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones provenientes de la Sección de Economía Petrolera y Minería del Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

^a Estimado a base de tarifas Intascale y descuentos.

^b Desde Venezuela.

^c Desde Kuwait.

^d Desde Irán.

^e Desde Arabia Saudita.

COMPARACIÓN DEL PROMEDIO DE PRECIOS CIF PARA IMPORTACIÓN DE CRUDO A PAÍSES VARIOS

(Dólares por barril)

	Reino Unido	Alemania occidental	Italia	Brasil	Argentina	Estados Unidos
1958	3.30	3.31	—	3.18	—	2.45
1959	3.02	3.00	—	2.88	2.92	2.27
1960	2.81	2.80	—	2.62	3.08	2.23
1961	2.71	2.54	2.07	2.41	3.19	2.27
1962	2.68	2.42	1.99	2.31	3.02	2.25
1963	2.64	2.34	1.97	2.28	3.21	2.25
1964	2.58	2.26	1.94	2.11	2.73	2.24
1965	2.44	2.09	1.89	2.07	2.49	2.23
1966	2.26	2.00	1.85	1.95	2.37	2.23
1967	2.43	2.17	2.07	2.22	2.77	...
1968	2.45	2.21	2.20	2.15	2.89	2.25
1969	2.30	2.25	2.05	2.07	2.60	2.24
Disminución absoluta 1958-1969	1.00	1.06	0.02 ^a	1.11	0.32 ^b	0.21
Disminución relativa 1958-1969 (porcent.)	20.3	32.0	1.00 ^a	34.90	11.00 ^b	8.60

FUENTES: Para Reino Unido: Ministry of Power Summary of MHS Customs and Excise.

Para Alemania occidental: West Germany Federal Bureau of Statistics.

Para Italia: Statistical Office of the European Community.

Para Brasil y Argentina: Publicaciones oficiales.

Para Estados Unidos: Departamento de Comercio - U.S. Imports.

^a 1961-1969.^b 1959-1969.

Aun cuando no se pretende en este capítulo analizar la formación de los precios y costos de los productos refinados que llegan al consumidor final, se ha considerado de interés insertar el cuadro 68 publicado por la OPEP,¹¹ que indica la distribución porcentual de los costos de un barril de petróleo consumido en Europa Occidental en 1969.

Puede observarse que, según ese estudio, los renglones

¹¹ Véase: ARPEL, *Boletín Informativo* N° 42, enero y febrero de 1971.

Cuadro 68

VALOR MEDIO DE UN BARRIL DE PETRÓLEO CONSUMIDO EN EUROPA OCCIDENTAL DURANTE 1969

(Dólares por barril)

	Costo en Europa occidental	Porcentaje
Costo de producción	0.285	2.7
Costo de refinación	0.350	3.8
Flete	0.680	6.3
Almacenamiento, manejo, distribución y utilidad de los intermediarios	2.780	26.0
Ganancias netas de las compañías petroleras	0.681	6.3
Impuestos indirectos y otros de los países consumidores	5.100	47.5
Ingreso de los países productores	0.853	7.9
Total	10.739	100.0

de menor importancia son los costos de producción, de refinación y de transporte y que los ingresos del país consumidor, por concepto de impuestos, son seis veces mayores que los ingresos del país productor del crudo. Debe tenerse presente que estas cifras se han modificado con los nuevos tributos de los países productores, posteriores a 1969.

El cuadro 69 muestra los ingresos de los países exportadores por barril exportado. Los ingresos de los países del Medio Oriente son uniformes entre sí y a lo largo de los años. Los de Venezuela y Libia aparecen más altos, por barril, especialmente a fines del decenio de 1960. En los años posteriores y hasta el presente esas cifras son más altas.

5. Algunas observaciones sobre las tendencias futuras de los precios de exportación e importación del petróleo

Es aventurado tratar de predecir las variaciones de los precios del petróleo, que dependen de tantas circunstancias. Sin embargo, son varias las opiniones autorizadas que prevén un encarecimiento de la energía en el decenio de 1970. Entre las diversas fuerzas en juego que a continuación se mencionan, una de las más decisivas sería que los países en sus correspondientes políticas de abastecimiento dieran más énfasis a los aspectos de seguridad que a los de precio, en la disyuntiva entre estas dos opciones básicas.

Entre los factores que podrían contribuir al alza de los precios del petróleo en los próximos años y un futuro más distante, pueden mencionarse los siguientes:

a) El rápido ritmo de crecimiento del consumo, tanto de los países industrializados como de los en vía de desarrollo, y la enorme demanda potencial que estos últimos

INGRESO DE LOS PAÍSES EXPORTADORES POR CONCEPTO DE IMPUESTOS Y REGALÍAS

(Centavos de dólar por barril exportado)

	Kuwait ^a	Arabia Saudita	Irán	Iraq	Otros ^b	Total Medio Oriente	Libia	Venezuela
1958	81.7	81.7	89.0	88.9	92.4	84.8	—	111.6
1959	77.8	75.8	83.6	82.4	89.1	79.8	—	98.4
1960	76.4	75.0	80.1	78.6	88.7	77.7	—	89.2
1961	74.4	75.5	75.8	76.5	87.2	75.8	62.7	92.9
1962	74.8	76.5	74.5	76.7	83.4	75.9	64.7	97.2
1963	74.3	78.7	79.7	80.7	79.2	77.9	65.0	98.6
1964	76.9	82.0	81.8	80.1	58.4	78.6	62.9	95.4
1965	78.9	83.2	82.9	81.7	57.7	79.9	83.8	95.6
1966	78.4	83.4	83.2	81.3	81.0	81.5	87.0	95.8
1967	79.3	84.9	84.6	85.2	81.5	83.1	101.6	102.2
1968	81.3	88.1	86.3	90.7	84.0	85.8	100.7	104.7

FUENTE: *Petroleum Press Service*, agosto de 1969.^a Incluye la mitad de la participación de la Zona Neutral.^b Qatar, Abu Dhabi, Bahrein y Oman.

representan.¹² La participación de los derivados del petróleo en el abastecimiento mundial de energía llega ya al 45% y del gas natural al 20%. El consumo total de petróleo en 1970 fue equivalente a la energía consumida de todas las fuentes primarias quince años antes.

La demanda de derivados livianos e intermedios de petróleo (gases, gasolinas, gasóleo, queroseno para "jets") por el sector transporte y la industria petroquímica, seguirá manteniendo sus altas tasas de crecimiento, ya que no parece posible la sustitución inmediata del petróleo por otras fuentes de energía.

Simultáneamente, el crecimiento del consumo de fuel oil es más rápido que el previsto en los países industrializados (principalmente europeos) debido a la lentitud del desarrollo de la energía nuclear y al sostenido desplazamiento del carbón.

b) La importancia de los Estados Unidos como mercado importador de crudo crecerá en los próximos años, a pesar de los descubrimientos de Alaska. Mientras para 1971 se estima que cerca del 25% de sus necesidades se cubrirán con importaciones, en 1975 esa relación podría aproximarse al 35% y en 1980 sobrepasar el 55 por ciento.

c) La acción mancomunada de los países de la OPEP tendiente a aumentar sus ingresos y participación en los beneficios que se derivan de las ventas de petróleo. La implantación generalizada de los precios de referencia, que regulan el pago de los tributos, proporciona un medio permanente de alza en la participación estatal y como consecuencia, en los precios reales de exportación. Además es posible que se establezcan nuevas situaciones jurídico-institucionales entre los países exportadores y las empresas titulares de las antiguas concesiones. Por ejemplo, la participación de esos gobiernos en la propiedad de las grandes compañías concesionarias no sólo en la

producción, sino también en las etapas posteriores a la refinación del petróleo (Conferencia de la OPEP en Viena, en julio de 1969; moción de Arabia Saudita).

d) Las mayores inversiones en exploración y producción como consecuencia de que los mejores yacimientos han sido explotados ya o lo están siendo en la actualidad. En el futuro se usarán en forma creciente los recursos de las plataformas submarinas más costosos de explorar y explotar que sus similares en el continente. Un estudio realizado por el grupo Royal Dutch/Shell, asigna un costo tres veces superior a las operaciones de un campo petrolífero en el mar en relación con las correspondientes a un campo equivalente en tierra. Los costos medios mundiales de producción de crudos se verán así incrementados.

e) La creciente preocupación en el mundo por la conservación del medio ambiente impondrá normas más severas para reducir las fuentes de contaminación vinculadas a la explotación, transporte y refinación del petróleo, que redundarán también en el incremento de sus costos correspondientes.

f) La multiplicación de las inversiones destinadas a la seguridad del abastecimiento: formación de existencias de reservas y capacidad de reserva en la producción, transporte y refinación.

Los siguientes factores tenderían a mantener o reducir los precios del petróleo:

a) La existencia de una abundante oferta en el Medio Oriente y África, regiones donde los costos de producción son comparativamente menores al promedio mundial.

b) El descubrimiento de nuevos yacimientos, algunos muy importantes como el de Alaska.¹³

c) La reducción de los fletes oceánicos por efecto del incremento en la capacidad media de los tanqueros en operación.

¹² El 30% de la población mundial (Estados Unidos, Unión Soviética, Europa y Japón) consume el 85% del petróleo del mundo. La India, por ejemplo, con sus 520 millones de habitantes no llega a consumir el 1%, con un consumo medio por habitante inferior a un centésimo del correspondiente a los Estados Unidos.

¹³ Cuando se finalizaba la revisión de este estudio se anunció un importante descubrimiento de petróleo en el Mar del Norte (Ekofisk).

d) La competencia de otras fuentes de energía primaria como el gas natural y la energía nuclear, que afecta a los derivados pesados del petróleo. En Europa occidental, América del Norte y el Japón, hacia 1980, la generación de energía eléctrica sería en un 20 a 30% de fuente nuclear, y su aporte al abastecimiento total de energía comercial, del 5 al 10 por ciento.

Las perspectivas del gas natural no parecen muy optimistas en los Estados Unidos, donde ya aporta como un tercio del total de las necesidades de energía. En cambio en Europa occidental, con los descubrimientos en el norte (Países Bajos, Alemania occidental y Dinamarca) y en el Mar del Norte (Reino Unido y Noruega principalmente) alcanzará un importante incremento en la primera mitad del decenio de 1970. (La OCDE estima el consumo entre 145 000 millones y 190 000 millones de m³ hacia 1975,¹⁴ satisfaciendo entre el 10 y 14% del consumo total de energía necesaria, frente al 3% de 1966, con suministros provenientes principalmente de los

¹⁴ "Competition from other fuels: Natural Gas, Coal, Nuclear Energy", monografía presentada en el seminario de la OPEP en Viena, en 1969.

Países Bajos, Alemania occidental, Unión Soviética, Francia y Libia.)¹⁵

e) La diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía y su distribución geográfica reducirían la fuerza de la posición de los países de la OPEP.

f) Los progresos tecnológicos respecto de los materiales, equipos y procedimientos aplicables a la producción y al transporte del petróleo; entre otros se prevén apreciables progresos en la recuperación secundaria de los yacimientos.

g) La acción mancomunada de los países importadores de petróleo. Hay quienes piensan que si éstos se esforzaran en modificar la estructura actual del mercado utilizando su capacidad negociadora, les sería posible abastecerse de petróleo a precios más favorables; entonces las partes principales en debate serían los países productores y los consumidores, poniendo en una situación intermedia a las empresas.

¹⁵ El progreso alcanzado por el transporte de gas natural licuado en grandes buques metaneros (equivalentes a los petroleros de 100 000 TPB) ha hecho posible el acceso de esta fuente de energía a los mercados transoceánicos (desde el norte de África, Medio Oriente, Venezuela, Alaska, Brunei y Australia a los Estados Unidos, Europa occidental y el Japón).

B. LOS PRECIOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO EN LOS MERCADOS NACIONALES

1. Generalidades y bases del análisis

Investigaciones realizadas en algunos países de América Latina, así como estimaciones generales hechas en la CEPAL con las informaciones que ofrecen los censos industriales de la región, indican que la incidencia de la energía en los costos de la producción se aproxima en promedio al 4-5%.¹⁶ Estos resultados son comparables a los obtenidos por la Comunidad Económica Europea en un cálculo global para Francia, Alemania occidental, Italia, Bélgica, los Países Bajos y Luxemburgo, que sitúa la participación de los costos de la energía en un 4% de los costos de producción industriales y las amortizaciones de los equipos e instalaciones en un 5%. Debe subrayarse que en torno a esos promedios los valores fluctúan bastante. Un ejemplo extremo sería el del aluminio donde el costo de la energía puede incidir hasta en un 25% sobre el costo del metal.

En el sector de los transportes (pasajeros y carga) la incidencia de la energía sería del orden del 15% de los costos totales.

Los valores señalados dan una idea de la participación

¹⁶ Una encuesta efectuada en la Argentina, arrojó la siguiente incidencia de la energía en los costos de producción industriales:

Industria	Por ciento	Industria	Por ciento
Alimentaria	1 — 4	Metalúrgicas	
Textiles	2.5 — 7	livianas	6
Vidrios	10 — 17	pesadas	5
Químicas	3 — 4.5	acerías	20
Electrometa-		Papeleras	4 — 13
lúrgicas	2 — 15	Promedio general	
Cerámicas	5 — 15	aproximado	6

FUENTE: Dirección General de Fabricaciones Militares (Argentina).

de los precios de la energía en los costos de algunas actividades económicas, pero ellos tienen además numerosas e importantes repercusiones indirectas, en las actividades económicas de un país, que muchas veces no se toman debidamente en cuenta por las dificultades que entraña su cuantificación (complejas matrices de insumo producto que requieren abundante información estadística).

Se ha señalado varias veces¹⁷ que una de las características principales del sector de la energía es que si bien es heterogéneo en cuanto incluye industrias tan desiguales como la de la electricidad, la del petróleo y el gas natural, la del carbón, etc., estos elementos son altamente interdependientes desde el punto de vista económico, porque en muchos usos son recíprocamente sustituibles y porque la electricidad puede generarse con cualquier combustible. Por esto se insiste en la conveniencia de formular políticas integrales en materia de energía, procurando, entre otros objetivos, la determinación en cada país de la estructura óptima de las formas de consumo de la energía y de las fuentes de abastecimiento de modo tal que satisficando todas las necesidades de su desarrollo resulte mínimo su costo social.

Si a la elevada elasticidad de sustituciones recíprocas entre las distintas formas energéticas, se agrega la gran densidad de capital que demandan las correspondientes industrias, se comprende que una estructura irracional (descoordinada) de precios para los derivados del petróleo y gas natural, del carbón, de las tarifas eléctricas, etc., puede producir reacciones en el consumo muy nocivas para la economía nacional.

¹⁷ Véanse entre otros: CEPAL, "El Segundo Decenio de las Naciones Unidas para el Desarrollo: La energía en América Latina", E/CN.12/828; y "Estudios sobre la electricidad en América Latina", E/CN.12/630.

Los precios de los distintos derivados deberán concebirse de manera tal que alcanzando en conjunto el nivel adecuado, provoquen la utilización espontánea del público en forma que la estructura real del consumo refleje ese esquema previsto, viable y económicamente racional, sin deformarlo.

Lamentablemente, está fuera de las posibilidades prácticas de este estudio analizar simultáneamente los precios de todas las formas de energía a nivel regional. Por eso, reconociendo el profundo interés de realizar investigaciones de ese tipo en cada país (efectuando además vinculaciones con los correspondientes costos) el análisis se limita, en lo que sigue de este capítulo, a unos pocos hidrocarburos. Aunque el estudio así restringido pierde mucho interés y valor, se estima aún ilustrativo examinar los precios en los mercados internos de los países latinoamericanos considerados: i) como un medio para contribuir al financiamiento de la expansión de la industria nacional del petróleo; ii) como medio de fomento de la producción, y iii) como herramienta de una política energética, que desempeña un papel estratégico en el desarrollo económico, social y regional.

Sin abundar en ejemplos, conviene citar que una política de precios bajos (o subvencionados en forma declarada o implícita) puede motivar una descapitalización del sector petrolero, o deprimir su dinamismo, salvo que sea acompañada por medidas compensatorias por parte del fisco, lo que es una manera de canalizar transferencias de ingresos. Los precios bonificados de algunos derivados (como el queroseno, o más recientemente el gas licuado), llevan implícitos no sólo una medida de orden social sino también el propósito de detener la explotación irracional de las riquezas forestales; pero si se abusa de ellos pueden establecerse estructuras de consumo muy inconvenientes para la economía nacional.

Por otra parte varias de las economías poco evolucionadas que existen en América Latina (mercados internos pequeños, producción insuficientemente diversificada, exportación dominante de uno o dos productos primarios, etc.), resultan muy vulnerables a ciertos cambios internos o externos, que en un país desarrollado pasarían desapercibidos o se asimilarían fácilmente. Por ejemplo, la construcción de una central hidroeléctrica que desplaza a otra térmica, o la instalación de una industria de mediana capacidad a nivel regional, pueden alterar sustancialmente el balance energético de algunos países de la región.

Los conceptos antes enunciados revelan la complejidad de las decisiones en materia de precios y la necesidad de establecer políticas flexibles y mecanismos de acción suficientemente ágiles para permitir los ajustes oportunos de los precios, en magnitud y estructura, de acuerdo con la evolución de las circunstancias y de los objetivos que se persiguen.

Los elevados ritmos inflacionarios que han sufrido algunos países latinoamericanos y las medidas de control adoptadas para combatirlos han deprimido a veces el nivel de precios del sector afectando a su expansión (por deficiencia en la participación del autofinanciamiento) o han distorsionado la estructura del consumo, con daño en ambos casos de la economía general.

Por eso se consideró, entre otras razones, que tendría interés llegar a establecer históricamente una compara-

ción de precios en cada país y entre países sobre una base real, no obstante reconocerse que existe una gran incertidumbre acerca de la validez de esas comparaciones en el sector petrolero, por el hecho de que en la formación de los precios intervienen factores internos y de importación que se computan, o debieran computarse, a diferentes tipos de cambio. El nivel general de precios y el cambio de paridad con el dólar dan una idea de referencia, pero en muchos casos pueden resultar equívocos o inoperantes.

Las comparaciones históricas en un mismo país son posibles, y se comentarán en seguida; pero respecto a las comparaciones entre países hay que hacer muchas salvedades. Mientras en el primer caso, el deflactor tiene que ser algún índice nacional que exprese la evolución de los precios, el único instrumento para la referencia internacional es reducir todos los precios a una moneda común. Las dificultades que surgen en ese campo se presentan insalvables. Pese a haberse intentado varias tasas de cambios monetarios (oficial, de paridad, especial para energía), los resultados que se obtuvieron no fueron satisfactorios.

En cuanto al estudio de la evolución histórica en cada país, debe elegirse en primer lugar el deflactor correspondiente. Aquí, también, se abren varias posibilidades (índices de precios, índices de precios al por mayor, de nivel de vida, deflactor implícito del producto interno bruto, etc.). Por razones prácticas se escogieron los *índices de precios al consumidor* que lleva la CEPAL, referidos a la moneda constante de mediados de 1965.¹⁸

En segundo lugar, hubo que seleccionar los productos más significativos por su volumen, y característicos, por la nomenclatura generalizada. Las especificaciones técnicas, para algunos de ellos, son bastante distintas entre los países, y por ese motivo se procuró que tuvieran la máxima representatividad y comparabilidad. Pese a todos los esfuerzos realizados, debe reconocerse que la comparabilidad no es estricta. A ellos pueden obedecer las diferencias que se anotan en algunos casos.

Para obtener esa información, se confeccionó una encuesta amplia que sólo fue respondida por algunos países. En los cuadros que se incluyen se presentan sólo los datos más pertinentes y sistemáticos. Otros antecedentes que se consideraron no se dan en mérito a la brevedad y por tratarse de información en algunos casos menos sistemática.

Se eligieron cuatro productos que abarcan, en conjunto, una proporción muy crecida del consumo final en cada país, y que representan diferentes sectores de la actividad. Ellos son: gasolina corriente (80-85 octanos), queroseno para uso doméstico, gasóleo o diesel oil para uso industrial,¹⁹ y fuel oil ("Bunker C") o No. 6.

En algunos países se dispuso de una serie de precios para el gas licuado en botellones y para el gas natural por cañería. En este último caso se trató de establecer la tarifa para usos industriales, como elemento comparativo de tendencias sustitutivas con el fuel oil.

¹⁸ Véase: CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina*, Vol. V, N° 2, septiembre de 1968 (Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta 68.II.G.10).

¹⁹ En algunos casos no se dispuso de ese precio, ya que la información se refería al gasóleo para uso automotor. A ello se deben las grandes discrepancias en ese producto.

En tercer lugar, se consideró útil descomponer el precio al consumidor final en la parte que revierte a la actividad petrolífera (incluidos los márgenes de operación y comercialización) y en los gravámenes fiscales. El análisis puso en evidencia que este último rubro de alta incidencia porcentual (sobre todo en las gasolinas) presenta extrema complejidad y variedad de situaciones.

Estos impuestos varían según los países, y en cada uno de ellos con el tiempo. En los importadores, algunos impuestos recaen sobre el crudo o derivados del exterior. La mayoría tienen que ver con imposiciones tributarias internas muy variables, que gravitan a diferentes niveles. En muchos países se tiende a simplificar el procedimiento, incorporando la totalidad de los gravámenes en una sola etapa.

Vale la pena señalar que los productos petroleros —en especial los destinados al transporte automotor— originan además ingresos para otros destinos (principalmente para los sistemas carreteros). De ahí que surja lo que podría considerarse como una competencia de intereses entre el margen de los impuestos destinados específicamente a ese fin, los impuestos generales, el nivel de los precios de venta, los márgenes de los refinadores y distribuidores, etc.

Se comprueba, en general, que los precios de los derivados del petróleo han subido menos que los índices de los costos de vida. Este descenso relativo de precios es común a todo el sector de la energía (incluye a la energía eléctrica) y reconoce simultáneamente varias causas: a) el progreso tecnológico; b) la acción reguladora del Estado; c) la competencia internacional que ha tendido durante años a deprimir los precios, etc.

Pero cuando esa desviación con respecto al nivel general es importante, y no atribuible cuantitativamente a sanas causas económicas o tecnológicas, ella ha repercutido desfavorablemente en la capitalización de algunas de las empresas, principalmente de carácter estatal.

Nótese que, en el plano internacional, ha ido variando con el tiempo la proporción en que intervienen en la capitalización los fondos propios y los externos al sector. Un estudio sobre veintiocho compañías petroleras, entre las que figuran las cinco más importantes de los Estados Unidos, indica que en 1968 el 25% de las necesidades financieras provinieron de fuentes externas. (Cinco años antes esos aportes no superaban el 10 a 12%.)²⁰ En Europa la situación es variable y la capacidad de autofinanciamiento oscila entre el 60 y 80%. No se dispone de cifras comparables para América Latina pero pueden citarse los ejemplos de PEMEX e YPF.

En México, PEMEX habría cubierto su presupuesto para 1970 con el 86% de recursos propios y el 14% restante con créditos internos y externos;²¹ YPF, de la Argentina, para satisfacer sus necesidades de capital, llegó a depender años atrás casi en un 60% de recursos externos a la empresa, incluyendo importantes aportes del gobierno. En sus presupuestos de 1969 y 1970 alcanzó, sin acudir al tesoro nacional, un 90% de autofinanciamiento.

El costo de producción es decisivo en esta materia y

Cuadro 70

INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS EN EL PRECIO
CORRIENTE DE PRODUCTOS PETROLEROS,
EN ALGUNOS PAÍSES

(Porcentajes)

		Gasolina común	Queroseno	Diesel oil	Fuel oil
Argentina	1969	58-60	3	7 a 5	—
Bolivia	1969	24	—	3	—
Brasil	1969	44	20	42	5
Colombia	1965	10	3	3	2
Chile	1968	35	13	26	15
Ecuador	1965	40	7	8	4
México	1969	14	16	16	15
Paraguay	1965	45	26	23	22
Uruguay	1969	14	7	16	12
Venezuela	1968	13	0.4	2.3	3
Estados Unidos (promedio del país)	1965	50	—	...	...
Alemania (República Federal)	1965	59	—	55	35
Francia	1968	74	53	66	8
Inglaterra	1965	62	11	62	16
Italia	1965	73	67	68	23

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales y publicaciones diversas.

depende ya sea de los precios del crudo importado o de los costos de producción internos. Estos últimos están supeditados a su vez a las condiciones propias de los yacimientos y a la eficiencia técnica y administrativa de operación.

La estructura comparada de los precios de los diversos productos petroleros interesa como un antecedente, entre

Cuadro 71

RELACIONES DE LOS PRECIOS CORRIENTES (INCLUIDOS
LOS IMPUESTOS) ENTRE LOS PRINCIPALES DERIVADOS
DEL PETRÓLEO EN ALGUNOS PAÍSES

(Índices)

		Fuel oil	Gasolina común	Queroseno	Diesel oil
Argentina	1969	100	755	283	254
Brasil	1969	100	525	466	432
Colombia	1965	100	214	193	192
Chile	1968	100	181	90	154
Ecuador	1965	100	162	122	157
México	1969	100	684	274	274
Paraguay	1965	100	214	164	143
Uruguay	1968	100	722	260	318
Venezuela	1968	100	189	164	159
Estados Unidos	1965	100	390	210	375 ^a
Alemania (República Federal)	1965	100	750	—	715 ^a
Francia	1965	100	670	344	454 ^a
Inglaterra	1965	100	393	146	398 ^a
Italia	1965	100	760	650	595 ^a

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones oficiales y publicaciones diversas.

^a Para automotores, el industrial tiene precio mucho más bajo.

²⁰ Chase Manhattan Bank, *Annual Financial Analysis of a Group of Petroleum Companies*, 1969.

²¹ Boletín Informativo ARPEL: N° 34, 1970.

Cuadro 72

EVOLUCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE PRECIOS CORRIENTES EXPRESADAS CON RELACIÓN
AL FUEL OIL, EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

(Índices)

	Incluidos los impuestos					Excluidos los impuestos				
	1950	1955	1960	1965	1968	1950	1955	1960	1965	1968
<i>Argentina</i>										
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina común (de crudo nacional)	416	664	313	325	616	403	352	212	254	308
Queroseno (de crudo nacional) . .	264	403	182	260	280	319	338	203	306	269
Diesel oil (de crudo nacional) . . .	132	130	219	247	252	125	110	151	235	222
<i>Brasil</i>										
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina tipo A	447	646	259	268	454	351	587	198	170	276
Queroseno	285	323	235	243	403	246	326	235	178	340
Diesel oil	161	196	178	210	373	164	209	146	154	235
<i>Uruguay</i>										
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina (precio normal)	500	515	351	374	722	265	235	246	250	669
Queroseno (iluminante)	241	216	68	202	260	200	177	55	206	265
Diesel oil	159	167	168	193	318	101	118	144	184	303
<i>Chile</i>										
Fuel oil (liviano)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina 81 octanos	361	209	167	154	181	294	159	128	119	138
Queroseno	156	120	100	102	90	155	120	102	104	92
Diesel oil	156	147	130	135	154	156	147	121	125	134
Fuel oil	—	—	89	89	98	—	—	89	89	94
<i>Venezuela</i>										
Fuel oil (pesado)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina corriente	265	360	227	189	189	239	346	204	171	171
Queroseno	230	312	197	164	164	239	346	204	171	171
Diesel oil	191	260	185	159	159	193	279	186	161	161
<i>México</i>										
Fuel oil	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gasolina corriente	889	687	684	684	684	882	599	627	690	690
Queroseno	311	188	274	274	274	302	161	245	270	270
Diesel oil	288	200	274	274	274	279	171	245	270	270

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

otras, para examinar la posición relativa de los combustibles (recíprocamente sustituibles fuel oil, gas, etc.).

Para definir los elementos que intervienen en la fijación de los precios, se han hecho estudios de cierta profundidad en algunos países,²² que no se incluyen en el presente informe. Ellos aclaran muchas de las interrogantes que corrientemente se suscitan.

Debe señalarse que la comparación de precios de diferentes productos, mostrada en los cuadros, para un mismo país, no siempre es aplicable, pues algunos consumos gozan de privilegios especiales, liberación de impuestos o descuentos en los precios.

El análisis conjunto de los cuadros 70 a 78 pone en evidencia que las políticas de precios en los países de la región son entre sí diferentes pero que existen algunos lineamientos similares entre los que son preponderantemente exportadores por un lado, y los que son importadores por el otro. En el primer caso, el mercado interno tiene, en términos relativos, menor importancia y la vinculación de sus precios a los internacionales no reviste el

carácter estricto que sí tiene en el caso de los países que importan todo o gran parte del petróleo crudo y los derivados que consumen.

En el cuadro 70 puede observarse la incidencia bastante mayor de los impuestos sobre los precios de los derivados en el Brasil, el Paraguay y Chile (países importadores) si se les compara con los imperantes en Venezuela, Colombia y Bolivia por ejemplo (países exportadores). En el mismo cuadro puede observarse cómo la gasolina es el derivado del petróleo que en todos los países soporta en general los mayores gravámenes fiscales, aprovechando que la elasticidad-precio de su consumo es baja, y que en algunos casos se considera como medio de captación de recursos fiscales, por ejemplo para ampliar y mantener la red de carreteras.

En el cuadro 71, se nota que en la Argentina, el Brasil y México los precios del fuel oil son de los más bajos en términos relativos a los otros derivados y en el cuadro 72 se comprueba que para ese producto el precio queda más rezagado en su evolución, con el transcurso de los años, en casi todos los países.

²² Argentina, Brasil, Chile, México, Venezuela, Uruguay.

Cuadro 73

**ARGENTINA: VARIACIÓN DE LOS PRECIOS REALES^a DE ALGUNOS PRODUCTOS PETROLEROS,
ÍNDICES E INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS**

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
<i>Gasolina común</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	19.62	19.50	16.59	13.14	13.29	16.85	13.79	12.50	15.15	19.30	16.67
Índice	100.00	99.50	84.50	67.00	68.00	86.00	70.00	63.50	77.22	98.37	84.96
Precio sin impuestos . .	9.48	6.68	9.62	8.88	9.23	7.44	6.09	7.33	9.85	9.65	8.33
Imp. s/precio venta (%)	52.00	66.00	42.00	32.50	31.00	55.50	55.50	41.50	35.00	50.00	50.00
b) Importado											
Precio de venta	19.62	19.50	16.59	13.14	13.29	16.85	13.79	12.50	15.15	19.30	16.67
Índice	100.00	99.50	84.50	67.00	68.00	86.00	70.00	63.50	77.22	98.37	84.96
Precio sin impuestos . .	12.10	7.80	10.37	8.79	8.83	7.12	5.83	5.79	7.23	8.34	7.21
Imp. s/precio venta (%)	31.00	60.00	37.50	33.00	34.00	57.50	57.50	54.00	52.30	56.79	56.75
<i>Queroseno</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	12.42	11.84	9.68	8.52	8.55	11.49	9.40	10.00	11.36	8.77	7.58
Índice	100.00	96.00	78.00	68.50	68.50	92.50	76.00	80.50	91.46	70.61	61.03
Precio sin impuestos . .	7.52	6.68	9.23	9.0	8.91	7.18	5.88	8.82	8.71	8.44	7.30
Imp. s/precio venta (%)	39.50	43.50	4.50	(5.5)	4.00	37.50	37.50	12.00	23.33	3.37	3.69
b) Importado											
Precio de venta	12.42	11.84	9.68	8.52	8.55	11.49	9.40	10.00	11.36	8.77	7.58
Índice	100.00	96.00	78.00	68.50	68.50	92.50	76.00	80.50	91.46	70.61	61.03
Precio sin impuestos . .	10.79	6.68	10.01	9.10	9.74	7.86	6.43	6.59	7.64	8.77	7.58
Imp. s/precio venta (%)	13.00	43.50	(3.5)	(7.0)	(14.00)	32.00	32.00	34.00	32.75	—	—
<i>Diesel oil^b</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	6.21	3.83	11.61	10.22	7.98	9.19	7.52	9.50	10.23	7.89	6.82
Índice	100.00	62.00	187.00	165.00	129.00	148.00	135.00	153.00	164.73	128.05	109.82
Precio sin impuestos . .	2.94	2.17	6.83	6.35	6.67	5.38	4.40	6.76	7.20	6.96	6.01
Imp. s/precio venta (%)	52.50	43.00	41.00	38.00	16.50	41.50	41.50	29.00	29.62	11.96	11.88
b) Importado											
Precio de venta	6.21	3.83	11.61	10.22	7.98	9.19	7.52	9.50	10.23	7.89	6.82
Índice	100.00	62.00	187.00	165.00	129.00	148.00	135.00	153.00	164.73	128.05	109.88
Precio sin impuestos . .	2.94	2.17	7.49	6.62	7.12	5.74	4.70	4.32	4.85	6.50	5.62
Imp. s/precio venta (%)	52.50	43.00	35.50	35.50	10.50	37.50	37.50	54.50	52.59	17.62	17.60
<i>Fuel oil (por kg)^b</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	4.90	3.06	5.53	4.87	3.80	3.83	3.13	4.00	4.32	3.33	2.88
Índice	100.00	62.00	113.00	100.00	78.00	78.00	64.00	82.00	88.16	67.96	58.78
Precio sin impuestos . .	2.45	2.06	4.72	4.26	4.41	3.55	2.91	3.00	3.49	3.33	2.88
Imp. s/precio venta (%)	50.00	32.50	14.50	12.50	(16.00)	7.00	7.00	25.00	19.21	—	—
b) Importado											
Precio de venta	4.90	3.06	5.53	4.87	3.80	3.83	3.13	4.00	4.32	3.33	2.88
Índice	100.00	62.00	113.00	100.00	78.00	78.00	64.00	82.00	88.16	67.96	58.78
Precio sin impuestos . .	2.45	2.06	5.20	4.50	4.65	3.81	3.12	3.00	3.49	3.33	2.88
Imp. s/precio venta (%)	50.00	32.50	6.00	7.50	(22.50)	—	—	25.00	19.21	—	—
<i>Gas licuado (por kg)^c</i>											
Precio de venta	32.40	19.00	14.50	11.40	20.30	17.50	14.40	15.00	15.00	19.65	16.96
Índice	100.00	58.50	44.60	35.20	62.60	54.00	44.50	46.20	46.20	60.60	52.40
<i>Gas natural (por red y unidades de 9 300 cal)^d</i>											
Precio de venta	20.26	11.51	8.40	7.40	5.77	8.42	6.89	6.70	6.14	8.07	6.97
Índice	100.00	50.50	41.50	36.50	28.50	41.50	34.00	33.00	30.31	39.83	34.40

FUENTE: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

^a Expresados en la moneda nacional de cada país por litro --salvo indicación en contrario-- referida a su nivel en 1965. El deflactor utilizado fue el índice de precios al consumidor (CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina, op. cit.*).

^b Precios *for* refinarias.

^c Precio a distribuidores, no a consumidores.

^d Tarifa básica en las localidades al norte del Río Colorado, excepto las provincias de Mendoza y San Juan (consumo hasta 200 unidades por día).

Cuadro 74

BRASIL: VARIACIÓN DE LOS PRECIOS REALES^a DE ALGUNOS PRODUCTOS PETROLEROS,
INDICES E INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS^b

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
<i>Gasolina tipo A</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	143.4	159.4	103.4	137.1	114.8	112.9	134.7	149.0	123.8	115.2	122.0
Índice	100.0	111.5	72.0	95.5	80.0	78.5	94.0	104.0	86.3	80.3	85.1
Precio sin impuestos . . .	96.0	129.5	68.8	87.8	79.2	73.2	88.9	81.3	69.8	62.6	70.8
Imp. s/precio venta (%)	33.0	18.5	33.5	36.0	31.0	32.5	34.0	45.0	43.6	45.7	42.0
b) Importada											
Precio de venta	143.4	159.4	103.4	137.1	114.8	112.9	134.7	149.0	123.8	115.2	122.0
Índice	100.0	111.5	72.0	95.5	80.0	78.5	94.0	104.0	86.3	80.3	85.1
Precio sin impuestos . . .	96.0	124.8	56.1	71.0	66.9	63.9	73.1	81.3	69.8	62.6	70.8
Imp. s/precio venta (%)	33.0	21.5	46.0	48.0	41.5	43.5	45.5	45.0	43.6	45.7	42.0
<i>Queroseno</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	91.2	79.7	95.5	105.7	89.8	110.4	133.0	135.0	115.0	99.0	108.5
Índice	100.0	87.5	105.0	116.0	99.0	121.0	146.0	148.5	126.1	108.6	119.0
Precio sin impuestos . . .	67.3	72.3	80.5	83.3	71.6	90.6	107.8	85.2	75.3	77.1	87.2
Imp. s/precio venta (%)	26.5	9.5	16.0	21.5	20.0	18.0	19.0	37.0	34.5	22.1	19.6
b) Importado											
Precio de venta	91.2	79.7	95.5	105.7	89.8	110.4	133.0	135.0	115.0	99.0	108.5
Índice	100.0	87.5	105.0	116.0	99.0	121.0	146.0	148.5	126.1	108.6	119.0
Precio sin impuestos . . .	67.3	69.1	65.6	60.9	53.4	70.9	82.6	85.2	75.3	77.1	87.1
Imp. s/precio venta (%)	26.5	13.5	32.0	43.0	40.0	36.0	38.0	37.0	34.5	22.1	19.6
<i>Diesel oil</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	51.4	48.3	72.3	96.2	88.8	87.0	106.9	117.0	96.6	94.2	100.4
Índice	100.0	94.0	140.0	187.0	173.0	168.0	207.0	228.0	187.9	183.3	195.3
Precio sin impuestos . . .	44.8	46.2	60.7	79.6	75.6	73.2	98.0	73.7	62.1	53.1	60.4
Imp. s/precio venta (%)	13.0	4.0	15.5	17.0	15.0	16.0	17.0	37.0	35.7	43.6	39.8
b) Importado											
Precio de venta	51.4	48.3	72.3	96.2	88.8	87.0	106.9	117.0	96.6	94.2	100.4
Índice	100.0	94.0	140.0	187.0	173.0	168.0	207.0	228.0	187.9	183.3	195.3
Precio sin impuestos . . .	44.8	44.2	49.2	63.0	62.4	59.4	89.0	73.7	62.1	53.1	60.4
Imp. s/precio venta (%)	13.0	8.0	34.0	34.0	30.0	32.0	34.0	37.0	35.7	43.6	39.8
<i>Fuel oil (por kg)</i>											
a) Nacional											
Precio de venta	33.9	26.1	43.0	58.9	51.9	53.5	55.8	58.9	49.1	35.2	28.5
Índice	100.0	77.0	127.0	173.0	152.0	157.0	163.0	172.0	144.8	103.8	84.1
Precio sin impuestos . . .	33.9	23.4	36.2	49.2	44.3	45.2	46.5	50.5	42.4	33.9	27.2
Imp. s/precio venta (%)	15.0	10.5	16.5	16.5	15.0	15.5	17.0	14.0	13.6	3.8	4.5
b) Importado											
Precio de venta	33.9	26.1	43.0	58.9	51.9	53.5	55.8	58.9	49.1	35.2	28.5
Índice	100.0	77.0	127.0	173.0	152.0	157.0	163.0	172.0	144.8	103.8	84.1
Precio sin impuestos . . .	28.8	22.9	29.5	39.5	36.7	36.8	37.1	50.5	42.4	33.9	27.2
Imp. s/precio venta (%)	15.0	12.5	33.0	33.0	30.0	31.0	34.0	14.0	13.6	3.8	4.5
<i>Gas licuado (Rio de Janeiro) (por kg)</i>											
Precio de venta	—	345.0	260.0	308.0	197.0	195.0	206.0	200.0	170.7	183.2	207.6
Índice	—	100.0	75.0	90.0	57.0	56.0	60.0	58.0	49.5	53.1	60.2
Imp. s/precio venta (%)	—	—	33.4	46.8	38.2	41.0	38.4	12.4	11.5	12.9	11.0
<i>Gas natural (Bahía)</i>											
Precio de venta	—	8.0	12.5	20.4	19.0	18.6	19.5	20.0	17.0	12.0	9.9
Índice	—	100.0	156.0	254.0	237.0	233.0	243.0	250.0	212.5	150.0	123.8

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Expresados en la moneda nacional de cada país por litro —salvo indicación en contrario— referida a su nivel en 1965. El deflactor utilizado fue el índice de precios al consumidor (CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina, op. cit.*).^b A partir de 1965 el impuesto es único tanto para los derivados importados como para los producidos en el país y no incluye la contribución pagada al Consejo Nacional de Petróleo.

Los cuadros 73 a 78 permiten apreciar la evolución de los precios reales de venta de los derivados del petróleo, para varios países entre 1950 y 1968.

Al observar los mismos cuadros llama la atención que el diesel oil es el producto cuyo precio real fluctúa menos en general con el tiempo en el grupo de los países examinados, y cuando fluctúa lo hace con tendencia al alza.

Estos y otros antecedentes hacen pensar en la existencia de dos líneas generales en el establecimiento de los precios internos. Una se basa en los precios internacionales vigentes y la otra en la prosecución de tendencias históricas (reajustando valores antes establecidos); en esta última gravita más la influencia de los subsidios o recargos internos a distintos sectores de la economía. Los casos más conocidos son los impuestos aplicados a la gasolina con destino a obras públicas (especialmente viales) los precios del queroseno y el gas licuado como combustibles de uso popular y como sustituto de la leña y carbón de leña (conservación de recursos forestales), y los que rigen para residuos pesados con destino a la generación eléctrica y los ferrocarriles.

2. Los efectos del precio sobre la oferta y la demanda

En la fijación del nivel medio de precios hay consideraciones que delimitan con visión a largo plazo el campo de las posibilidades. El límite inferior estaría dado por los costos totales de producción, transporte y comercialización, además de un cierto excedente que permita la remuneración del capital y capitalización subsecuente del financiamiento de las expansiones de esta actividad. El superior tendrá que tomar en cuenta los límites del mercado en términos de la utilidad que tenga el producto para el usuario, y de la posibilidad de sustitución por uno más barato.

Es de interés examinar las reacciones del consumo de algunos derivados según variaciones en su precio. Teóricamente, la posibilidad de vender un cierto volumen de un determinado producto está funcionalmente relacionada con su precio. El grado de aumento o reducción en el consumo del producto en relación con la disminución o aumento del precio unitario determina el grado de la elasticidad-precio de su consumo.

Por otra parte los movimientos de precios, en un mer-

Cuadro 75

CHILE: VARIACIÓN DE LOS PRECIOS REALES^a DE ALGUNOS PRODUCTOS PETROLEROS ÍNDICES E INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
<i>Gasolina corriente (81 octanos)</i>											
Precio de venta	0.465	0.263	0.299	0.278	0.262	0.245	0.219	0.205	0.187	0.205	0.255
Índice	100.0	56.5	64.5	60.0	56.5	53.0	47.0	44.5	40.2	44.5	54.8
Precio sin impuesto	0.382	0.201	0.206	0.192	0.180	0.169	0.151	0.133	0.129	0.142	0.166
Imp. s/precio vta. (%) ^b	18.0	21.5	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	35.0	31.0	31.0	35.0
<i>Queroseno</i>											
Precio de venta	0.200	0.151	0.180	0.167	0.152	0.16	0.155	0.135	0.153	0.130	0.128
Índice	100.0	75.5	90.0	83.5	76.0	80.0	77.5	67.5	76.5	65.0	64.0
Precio sin impuestos	0.200	0.151	0.167	0.155	0.141	0.148	0.143	0.123	0.142	0.120	0.111
Imp. s/precio venta (%)	—	—	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	8.7	7.5	7.5	13.0
<i>Diesel oil</i>											
Precio de venta	0.200	0.185	0.233	0.216	0.197	0.216	0.193	0.179	0.175	0.197	0.217
Índice	100.0	92.5	116.5	108.0	98.5	108.0	96.5	89.5	87.5	98.5	108.5
Precio sin impuestos	0.200	0.185	0.185	0.171	0.156	0.171	0.153	0.138	0.131	0.148	0.161
Imp. s/precio venta (%)	—	—	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	23.1	25.0	25.0	26.0
<i>Fuel oil (liviano)</i>											
Precio de venta	0.125	0.126	0.180	0.167	0.160	0.197	0.148	0.133	0.124	0.131	0.149
Índice	100.0	101.0	144.0	134.0	128.0	126.0	118.0	106.0	99.2	105.0	119.2
Precio sin impuestos	0.125	0.126	0.163	0.151	0.146	0.143	0.134	0.118	0.112	0.115	0.127
Imp. s/precio venta (%)	—	—	9.5	9.5	8.5	9.5	9.5	10.9	9.5	12.5	15.0
<i>Gas licuado</i>											

A partir de 1956 se fija su precio básico en correspondencia con el del fuel oil, en valor térmico equivalente. El precio final de venta fue de 0.586 escudos/kg, incluido el impuesto de un 25% (1966).

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Expresados en la moneda nacional de cada país por litro —salvo indicación en contrario— referida a su nivel en 1965. El deflactor utilizado fue el índice de precios al consumidor (CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina*, op. cit.).

^b Incluye el impuesto de 5% sobre precio de venta de la gasolina y diesel oil (Ley 12017) que afecta a las provincias de Aconcagua, Valparaíso y al Departamento de Santiago.

cado donde existe alto grado de competencia, tienden a regularse por sí mismos. Sin embargo, este juego tiene sus limitaciones, especialmente cuando se trata de un producto de demanda complementaria (indirecta).

En el caso específico de las gasolinas la demanda es derivada de la utilización, más o menos intensa, de los vehículos automotores. Es decir, el aumento o disminución del consumo de gasolinas no se debe muy directamente a las variaciones de precios (siempre que éstas no sean excesivas). En efecto, la inversión fija (precio de automóvil) es muy alta en relación con los gastos variables (combustible, lubricantes, etc.), de modo que una leve modificación en el precio del combustible no tendrá suficiente gravitación para variar su consumo. El consumo de gasolinas depende, entonces, principalmente del número de vehículos consumidores, de su utilización media, y de su tipo. El primero y el último de estos factores dependen, a su vez, de los gravámenes que afectan a su importación o venta. En resumen, el comportamiento del consumo de gasolinas con relación a su precio es relativamente inelástico, dentro de ciertos límites.

El hecho de que la demanda de gasolinas sea relativamente inelástica, y al mismo tiempo de consumo muy amplio, la hace apta para resistir fuertes gravámenes. Por esta razón en algunos países esos impuestos llegan a ser muy altos, y las bajas en los costos de producción de las gasolinas no se reflejan claramente en los precios finales al consumidor. Razón adicional por la que las gasolinas se gravan más fuertemente que otros combustibles como el gasóleo, por ejemplo, es porque principalmente aparece como bien de consumo privado, y no para uso colectivo, aunque en varios países es mayor el uso de este combustible en transporte de carga o movilización colectiva que en automóviles particulares. Por esta razón suele gravarse con mayores impuestos la gasolina de alto octanaje.

La demanda de lubricantes es asimismo bastante inelástica. Ellos inciden en proporción aún menor que el costo de combustibles en los gastos corrientes de operación (no alcanzan al 1%). Además, tienen la peculiaridad de ser indispensables.

Un sistema racional de fijación de precios finales al

Cuadro 76

MÉXICO: VARIACIÓN DE LOS PRECIOS REALES^a DE ALGUNOS PRODUCTOS PETROLEROS, ÍNDICES E INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
<i>Gasolina (supermexolina)</i>											
Precio de venta	0.90	0.81	0.88	0.87	0.86	0.86	0.84	0.80	0.76	0.74	0.73
Índice	100.0	90.0	98.0	96.5	95.5	95.5	93.0	89.0	0.84	0.82	0.81
Precio sin impuestos	0.78	0.70	0.76	0.75	0.74	0.74	0.72	0.69	0.65	0.64	0.63
Imp. s/precio venta (%)	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
<i>Queroseno (diáfano)</i>											
Precio de venta	0.31	0.22	0.35	0.35	0.34	0.34	0.33	0.32	0.31	0.30	0.29
Índice	100.0	71.0	113.0	113.0	110.0	110.0	106.5	103.0	100.0	97	94
Precio sin impuestos	0.26	0.19	0.30	0.30	0.29	0.29	0.28	0.27	0.26	0.25	0.24
Imp. s/precio venta (%)	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
<i>Diesel oil</i>											
Precio de venta	0.29	0.24	0.35	0.35	0.34	0.34	0.33	0.32	0.31	0.30	0.29
Índice	100.0	83.0	121.0	121.0	117.5	117.5	114.0	110.0	106.9	103.4	100.0
Precio sin impuestos	0.24	0.20	0.30	0.30	0.29	0.29	0.28	0.27	0.26	0.25	0.24
Imp. s/precio venta (%)	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
<i>Fuel oil (combustible pesado)</i>											
Precio de venta	0.067	0.12	0.129	0.128	0.125	0.125	0.122	0.117	0.112	0.109	0.106
Índice	100.0	179.0	193.0	191.0	187.0	187.0	183.0	174.0	167.2	162.7	158.2
Precio sin impuestos	0.057	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09
Imp. s/precio venta (%)	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5
<i>Gas licuado</i>											
Precio de venta	1.19	0.78	1.03	1.02	1.0	1.0	0.97	0.93	0.89	0.87	0.85
Índice	100.0	66.0	87.0	86.0	84.0	84.0	82.0	78.0	75.0	73.0	71.0
<i>Gas natural (Imp. 12%)</i>											
Precio de venta	—	—	0.12	0.12	0.13	0.13	0.125	0.12	0.114	0.111	0.11
Índice	—	—	100.0	100.0	108.0	108.0	104.0	100.0	95.0	93	92

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Expresados en la moneda nacional de cada país por litro —salvo indicación en contrario— referida a su nivel en 1965. El deflactor utilizado fue el índice de precios al consumidor (CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina*, op. cit.).

consumidor, diseñado correctamente, ha de considerar este tipo de características, y será eficaz para orientar los procesos de sustitución; permitirá operar las refinerías nacionales con la mayor eficiencia y mantendrá el volumen y valor de derivados importados en un mínimo.

Los procesos de sustitución potenciales entre algunos productos han estado limitados por la disponibilidad o magnitud de la oferta del producto desplazador, por ejemplo, el gas natural sustituyendo al fuel oil. Cuando la oferta de este último sea suficiente, el incremento de su consumo, desplazando al fuel oil, dependerá de los precios y rendimientos relativos.

En algunos países de América Latina existen distorsiones en el consumo interno de ciertos derivados, por las diferencias de precios entre productos. A veces se favorece el consumo de unos derivados, disminuyendo su precio sustancialmente. Así, por ejemplo, el queroseno es considerado en algunos países como un producto de consumo popular para cocina y calefacción y se le exonera de gravámenes internos o de importación, que pagan los demás derivados.

Se han dado casos en la región de ofertas de gas natural a precio muy bajo que han provocado un rápido desplazamiento del fuel oil originando serios problemas de excedentes de este último producto.

Además el enfoque aislado de los problemas y precios del petróleo sin considerar sus interrelaciones con otras formas de la energía —carbón y electricidad por ejemplo— provoca irracionales decisiones en su utilización. Dada la escasez relativa de capitales que sufren los países

latinoamericanos, es grave el caso del empleo de la energía eléctrica como fuente de calor en sistemas en que predomina la generación termoeléctrica, donde a la ineficiencia de los sucesivos ciclos de conversiones se suma la magnitud varias veces superior de las inversiones requeridas para proporcionar al consumidor la misma cantidad de calor en forma eléctrica que de hidrocarburo.

Estas distorsiones pueden provocar estructuras de consumo que resulten inadecuadas a las características de las refinerías y a los crudos utilizados, en detrimento de la economía nacional.

En la utilización doméstica o residencial, de queroseno, del gas licuado y del gas natural (calefacción y cocina), los procesos de sustitución entre estos combustibles dependerán de los precios relativos, de la comodidad para el usuario y de los montos de las inversiones requeridas. A modo de ejemplo, véase el cuadro 79 que se refiere a la Argentina. El gas natural, que puede ser el combustible de menor precio, requiere mayores inversiones.

En aquellos países donde el gasóleo y el diesel oil se producen de acuerdo con determinadas especificaciones, se producen fácilmente procesos de sustitución, que dependen esencialmente de los respectivos niveles de precios. Desgraciadamente, no todos los países publican estadísticas que permitan separar ambos consumos, pero las conclusiones que se deducen del ejemplo siguiente podrían ser válidas en varios países.

En la Argentina el gasóleo se utiliza especialmente en los motores rápidos: camiones, autobuses y tractores; mientras el diesel oil es empleado en motores de mayor

Cuadro 77

URUGUAY: VARIACIÓN DE LOS PRECIOS REALES^a DE ALGUNOS PRODUCTOS PETROLEROS, INDICES E INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
<i>Gasolina (precio normal)</i>											
Precio de venta	1.49	1.05	0.94	0.80	0.72	1.89	2.06	2.92	2.96	3.51	3.40
Índice	100.0	70.5	63.0	54.0	48.5	126.5	139.0	198.0	198.7	235.6	228.2
Precio sin impuestos	0.70	0.43	0.64	0.55	0.49	1.30	1.21	1.72	1.75	2.10	2.77
Imp. s/precio venta (%)	52.0	58.0	32.0	31.0	31.0	31.0	41.0	41.0	40.9	40.0	18.5
<i>Queroseno</i>											
Precio de venta	0.72	0.44	0.18	0.35	0.31	0.84	1.03	1.58	1.55	2.01	1.22
Índice	100.0	61.0	25.0	48.5	43.0	117.0	143.0	220.0	215.3	279.2	169.4
Precio sin impuestos	0.53	0.33	0.14	0.32	0.29	0.73	0.93	1.42	1.40	1.81	1.10
Imp. s/precio venta (%)	26.0	25.0	21.5	9.5	9.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
<i>Diesel oil</i>											
Precio de venta	0.47	0.34	0.44	0.43	0.39	1.03	1.20	1.51	1.52	2.18	1.49
Índice	100.0	72.0	93.5	91.5	83.0	219.0	261.0	322.0	323.4	463.8	317.0
Precio sin impuestos	0.27	0.22	0.38	0.38	0.34	0.90	0.94	1.27	1.28	1.83	1.25
Imp. s/precio venta (%)	43.0	35.5	15.0	12.0	12.0	12.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
<i>Fuel oil</i>											
Precio de venta	0.30	0.20	0.27	0.24	0.22	0.70	0.58	0.78	0.79	0.84	0.47
Índice	100.0	66.5	90.0	80.0	73.0	234.0	194.0	261.0	263.3	280.0	156.7
Precio sin impuestos	0.27	0.18	0.26	0.23	0.21	0.62	0.51	0.69	0.70	0.74	0.41
Imp. s/precio venta (%)	11.0	9.5	3.5	3.0	3.0	11.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Expresados en la moneda nacional de cada país por litro —salvo indicación en contrario— referida a su nivel en 1965. El deflactor utilizado fue el índice de precios al consumidor (CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina, op. cit.*).

Cuadro 78

VENEZUELA:^a VARIACIÓN DE LOS PRECIOS REALES^b DE ALGUNOS PRODUCTOS PETROLEROS,
ÍNDICES E INCIDENCIA DE LOS IMPUESTOS

	1950	1955	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
<i>Gasolina corriente</i>											
Precio de venta	0.090	0.084	0.075	0.077	0.078	0.077	0.076	0.075	0.075	0.076	0.072
Índice	100.0	93.5	83.5	85.5	87.0	85.5	84.5	83.5	83.5	84.5	80.0
Precio sin impuestos . .	0.078	0.073	0.065	0.067	0.067	0.067	0.066	0.065	0.065	0.066	0.062
Imp. s/precio venta (%)	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
<i>Queroseno</i>											
Precio de venta	0.077	0.073	0.065	0.067	0.067	0.067	0.066	0.065	0.065	0.066	0.063
Índice	100.0	95.0	86.0	87.0	87.0	87.0	86.5	86.0	86.0	86.5	81.8
Precio sin impuestos . .	0.077	0.073	0.065	0.067	0.067	0.067	0.066	0.065	0.065	0.066	0.063
Imp. s/precio venta (%)	Menos de 0.5%, pero su precio al detalle —que no está regulado— es mucho más alto.										
<i>Diesel oil o gasóleo</i>											
Precio de venta	0.065	0.061	0.061	0.063	0.065	0.065	0.064	0.063	0.063	0.064	0.061
Índice	100.0	94.0	94.0	97.0	100.0	100.0	98.5	97.0	97.0	98.4	93.8
Precio sin impuestos . .	0.063	0.059	0.059	0.061	0.064	0.063	0.062	0.062	0.062	0.063	0.060
Imp. s/precio venta (%)	3.0	3.0	2.5	2.5	2.5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
<i>Fuel oil (kg)</i>											
Precio de venta	0.036	0.025	0.035	0.038	0.038	0.038	0.038	0.042	0.042	0.042	0.040
Índice	100.0	69.5	97.0	106.0	106.0	106.0	107.0	116.0	116.7	116.7	111.1
Precio sin impuestos . .	0.034	0.022	0.034	0.037	0.037	0.037	0.036	0.040	0.040	0.040	0.039
Imp. s/precio venta (%)	4.0	5.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	2.9	2.9	2.9	2.9
<i>Gas licuado^c</i>											
Precio de venta	9.7	9.0	8.0	8.3	8.4	8.3	8.3	8.0	8.0	8.1	7.7
Índice	100.0	93.0	82.0	86.0	87.0	86.0	86.0	82.0	82.0	84.0	79.0

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

^a Se usan precios ex-planta.

^b Expresados en la moneda nacional de cada país por litro —salvo indicación en contrario— referida a su nivel en 1965. El deflactor utilizado fue el índice de precios al consumidor (CEPAL, *Boletín Estadístico de América Latina, op. cit.*).

^c El precio se mantiene en 33 bolívares por cilindro de 43 kg.

Cuadro 79

ARGENTINA: COSTOS COMPARATIVOS DE CADA
10 000 CALORÍAS PARA GAS NATURAL, QUEROSENO
Y GAS LICUADO, 1969

	Precio de venta ^a (M\$/litro)	Poder calorífico inferior (Kcal/kg)	Costo ^b (M\$ por 10 000 calorías)	Índice de cos- to caló- rico
Gas natural . .	14.93 ^c	8 300 ^d	18.00	100
Queroseno . .	16.00	10 300	19.30	107
Gas licuado . .	60.00 ^e	11 000	54.50	300

FUENTE: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

^a En el domicilio del usuario (moneda nacional de 1969).

^b No se consideran los rendimientos calóricos de los combustibles en los artefactos que resultan favorables al gas natural y al gas licuado.

^c Por m³ de 9 300 cal. p.c.s. (poder calorífico superior).

^d Por m³ de 8 300 cal. p.c.i. (poder calorífico inferior).

^e Por kilogramo.

potencia: ferrocarriles, barcos y centrales eléctricas, así como en mezclas con combustibles más pesados (fuel oil) destinadas a la calefacción doméstica. En el cuadro 80

se ha establecido la relación entre los precios de venta y los volúmenes allí consumidos. Puede observarse cómo aumenta el consumo de gasóleo con relación al diesel oil, a medida que el precio del primero disminuye con relación al segundo.

La estructura de los precios de venta al consumidor también afecta a los procesos de sustitución entre las gasolinas de bajo octanaje y el gasóleo. Estos combustibles son utilizados por los camiones y la competencia se establece preferentemente para los vehículos con una capacidad inferior a las cinco toneladas.

La política de precios internos para los derivados de petróleo, dependerá, también, de la incidencia que tengan sus consumos sobre la balanza comercial, especialmente cuando se trata de países importadores. Por ejemplo, si un derivado presenta un déficit de producción, el Estado podría incrementar los precios, con lo que actuaría sobre la demanda, desestimulándola, y al mismo tiempo sobre la oferta, ya que al otorgar mayores precios ex-refinería estimularía su elaboración. No parece muy común que los gobiernos prevean la adecuación de la estructura de precios ex-refinería a la estructura del consumo interno de derivados.

Por otra parte, la elaboración de ciertos productos pre-

Cuadro 80

ARGENTINA: RELACIÓN DE PRECIOS DE VENTA
Y VOLÚMENES CONSUMIDOS:
GASÓLEO-DIESEL OIL

	<i>Gasóleo-diesel oil</i>	
	<i>Relación precios</i>	<i>Relación volúmenes</i>
1957	2.4	0.65
1958	2.4	0.60
1959	2.3	0.55
1960	1.2	0.95
1961	1.2	1.17
1962	1.2	1.38
1963	1.25	1.45
1964	1.25	1.60
1965	1.05	1.87
1966	1.11	2.20
1967	1.11	2.36
1968	1.11	2.70

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales.

senta restricciones técnicas (en cuanto a los volúmenes obtenibles) que deberían tenerse muy en cuenta al fijar los precios, para evitar desequilibrios entre la estructura de la oferta y la demanda que repercutirían sobre el balance de pagos.

El nivel de los valores ex-refinería —para el fuel oil— dependerá del balance producción-consumo. En los principales países consumidores de hidrocarburos de la región, se observan excedentes de fuel oil. Este hecho conduce a mantener bajos los precios ex-refinería del fuel oil. (Véanse de nuevo los cuadros 71 y 72.) Sin embargo, algunos países son deficitarios en este combustible y han fijado altos precios relativos para él fomentando así, en algunos casos, el uso de carbón nacional (Chile).

La coordinación de los precios energéticos mediante decisiones centralizadas tropieza con algunas dificultades en América Latina. Por una parte no existen suficientes estudios ni datos que puedan servir de base para efectuar tal coordinación, aunque en una primera etapa podrían evitarse por lo menos aquellas distorsiones más acentuadas y que pueden por eso mismo advertirse fácilmente. Por otra parte se enfrenta el obstáculo que opone la autonomía funcional de las empresas aun en el caso de ser estatales. Para el establecimiento de una autoridad centralizada en materia de energía se requerirían modificaciones institucionales en varios países.

En síntesis, todos los antecedentes anteriores permiten puntualizar que:

a) Hay variaciones considerables entre los países en cuanto a los precios relativos de los derivados, la incidencia de los impuestos, etc., y para un mismo país a través de los años (véanse nuevamente los cuadros 71 y 72).

b) Los precios de la energía en conjunto y de los productos petroleros específicamente, han subido, en general a tasas inferiores al costo de vida. Las excepciones son pocas.

c) Muchos países establecen a través de los precios de la energía medidas de fomento a ciertas actividades estratégicas o de utilidad pública (determinadas industrias,

plantas termoeléctricas, transporte, mecanización agrícola, etc.).

d) La incidencia de los impuestos es bastante variable, aunque en general es alta en derivados como la gasolina y mínima en el queroseno o el fuel oil. Esta variación se da tanto entre países como a lo largo del período estudiado. (Véase de nuevo el cuadro 70.)

Los impuestos sobre la gasolina son bajos en los países latinoamericanos productores y exportadores de petróleo (Venezuela, México, Colombia, Bolivia), y altos en otros. Pero éstos son inferiores a los que rigen en promedio en los Estados Unidos y Europa occidental. (Véase de nuevo el cuadro 70.)

e) En el comportamiento de los impuestos con respecto a los precios, se notan variaciones en algunos casos apreciables y desfases porque durante largos períodos se mantienen tasas fijas por litro, aunque el precio mismo suba considerablemente. En muchos casos, se pasa a una tasa porcentual sobre ese precio cambiante y finalmente, a veces, se altera la magnitud de esa tasa. En otras palabras, la aplicación de las políticas impositivas sobre los precios internos de los hidrocarburos no son regulares y continuas.

f) En general, se nota una tendencia a precios uniformes dentro del mismo país, por lo menos por áreas geográficas (para los derivados que se expenden en surtidores, gasolinas, queroseno, gasóleo automotor) con el objeto de promover la descentralización de actividades y favorecer a los centros más alejados que de otra manera se verían castigados por los fletes.

Los precios de venta de los combustibles industriales (fuel oil, diesel oil) suelen ser ex-refinería, de manera que el flete corre por cuenta del comprador. En los casos en que existen diferencias, éstas, en general, no son pronunciadas, aunque existen excepciones.

g) La determinación de los precios parte de bases diferentes, según los países, y sigue fórmulas a veces muy complejas para expresar su evolución con el transcurso del tiempo, especialmente en proceso inflacionario.

h) El precio del crudo, que sirve de base para la escala de precios de los derivados, tiene íntima relación con algún tipo de precio internacional, y con el de las importaciones. Esta relación, en algunos países, es directa y a corto plazo, y en otros a mediano o largo plazo.

Los importadores se surten de una variedad de crudos de diferentes procedencias y precios, y en menor medida de los principales productos. Esto hace que el precio medio que sirve de base para el cálculo varíe anualmente.

i) Las autoridades nacionales que fijan los precios y los gravámenes fiscales (no siempre pertenecen a las mismas dependencias en todos los países), lo hacen generalmente en consulta con la empresa fiscal, que casi siempre es la principal refinadora.

j) Todas las consideraciones anteriores se orientan hacia la conveniencia de revisar, con un enfoque crítico constructivo, los sistemas empleados para establecer los niveles económicos de los precios de los hidrocarburos, dentro del marco global de las políticas energéticas nacionales y regionales, a fin de sugerir procedimientos más racionales conjugando el interés de la economía general con el de las diversas empresas (petróleo, electricidad, gas, carbón, etc.), y del público consumidor.

Capítulo IV

LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1. Generalidades

Para describir con exactitud la situación actual de las reservas de petróleo y gas en América Latina sería necesario efectuar un estudio exhaustivo sobre la base de datos homogéneos obtenidos de fuentes autorizadas. Sin embargo, la carencia de homogeneidad y de precisión de tales datos, o simplemente, la indefinición de las clases de reservas que se consideran, han dado lugar, en algunos casos, al manejo de cifras poco ajustadas a la realidad.

Entre las dificultades prácticas con que se tropieza, aparte de la falta de uniformidad en las metodologías de cálculo, figura la reticencia de las empresas (privadas y estatales), y aun de los propios gobiernos, para suministrar informaciones en esta materia, las que suelen considerarse de carácter secreto o confidencial.

Por ello los datos disponibles no permiten más que una apreciación aceptable en lo que se refiere a la situación general.

La inquietud por mejorar las bases de apreciación de las reservas no es privativa de regiones con escaso conocimiento de la geología y características de los yacimientos y de sus posibles técnicas de explotación, sino que se da también en países de larga tradición petrolera como los Estados Unidos, donde se está prestando creciente atención al estudio de los métodos de presentación y análisis de las cifras para facilitar el conocimiento de aspectos tales como el costo de "probar" las reservas, sus usos, etcétera.

Estas inquietudes tienen aún mayor importancia para los países de América Latina, en muchos de los cuales hay menor conocimiento de esta materia. La experiencia enseña que las estimaciones iniciales para campos nuevos suelen ser demasiado prudentes, tanto por razones técnicas como fiscales, por lo cual las revisiones posteriores son considerables.

Los factores tecnológicos así como los costos y precios son decisivos para definir el grado y momento en que reservas que antes no podían considerarse comerciales pueden adquirir esa categoría, sobre todo en lo que se refiere a yacimientos alejados o difíciles, o con petróleos de calidad inferior. En esa situación se encuentran las reservas de lutitas bituminosas y similares, estimadas en 200 000 a 500 000 millones de toneladas de contenido recuperable de hidrocarburos.¹ De este total, entre un 15 y un 20% se encontraría en América Latina, principalmente en el Brasil, y en menores proporciones en la Argentina. En Venezuela se encuentran los petróleos bituminosos, que difieren de las lutitas. En el presente estudio no se hará

referencia a las posibilidades que ofrece la explotación de ninguno de estos minerales, pues dependen en gran parte de una tecnología que se halla en plena evolución.

En América Latina no siempre se han seguido métodos técnicos rigurosos para comprobar reservas. El apremio por atender el consumo siempre creciente de energía o por justificar, a corto plazo, una política de rápido desarrollo y recuperar aceleradamente los capitales invertidos, han sido causa de explotaciones a veces no racionales que perjudican la recuperación final.

Tal problema suele agudizarse cuando las reservas probadas son insuficientes frente a la demanda prevista. Lamentablemente esta circunstancia se ha presentado con alguna frecuencia en la región. De ahí la necesidad de incrementarlas por medio de la exploración y además mejorar los índices de recuperación, así como aumentar la eficiencia y la productividad en todas las fases de la explotación.

Otro peligro que encierra la estimación inadecuada de las reservas probadas es que —como ha ocurrido algunas veces— se construyen costosas obras complementarias y de transporte sobre la base de esos cálculos y la inversión no llega a recuperarse con el valor de la producción obtenida.

Como el concepto de reservas "probadas" cambia con el tiempo, las estadísticas deberían actualizarse periódicamente, pero esta tarea no es fácil. La dificultad estriba en el desconocimiento de los métodos y procedimientos aplicados en los distintos países y aun por las distintas empresas en un mismo país para el cálculo de las reservas. Desde este punto de vista, es evidente que la comparación de los datos correspondientes a los distintos países sólo es preliminar.

La posibilidad de estar comparando valores heterogéneos seguirá existiendo aún en el caso de que el cálculo de los volúmenes *in situ* y de las reservas probadas se hayan hecho con los métodos y técnicas más adecuados si, al mismo tiempo, no se han tomado en consideración los aspectos económicos. Esto acontece porque por convención en las actividades pertinentes las reservas probadas son las cantidades de petróleo comprobado *in situ* que se pueden recuperar económicamente con los métodos y procedimientos en aplicación en el momento del estudio. Y aquí surge otra dificultad. Los métodos y procedimientos en aplicación en el momento del estudio pueden ser (y generalmente son) diferentes en los distintos países. Un ejemplo sería el mantenimiento de la presión mediante reinyección del gas y la aplicación de otros recursos técnicos desde el comienzo de la explotación de un yacimiento, que traen como consecuencia la recuperación de un porcentaje mayor que el obtenido cuando el gas se pierde en la atmósfera o se deja el yacimiento librado a la simple acción de los elementos naturales. Otro ejemplo es el

¹ Otras estimaciones dan como volumen recuperable 30 000 millones de toneladas (40% en Estados Unidos y 25% en América Latina) y otros 800 000 millones clasificados como marginal y submarginal (75% en Estados Unidos y 15% en América Latina) (*Oil & Gas Journal*, 17 de enero de 1966, pág. 41).

grado de perfección con que se ejecutan las tareas de terminación de los pozos de desarrollo.

El cálculo que conduce a una estimación de las reservas probadas implica un proceso complejo en el que se conjugan los esfuerzos del geólogo, del geofísico y del ingeniero de yacimiento, quienes deben trabajar coordinadamente para la recolección y utilización de los datos y valores que llevarán, primero, al cálculo del volumen de petróleo y de gas *in situ*, y luego, al porcentaje recuperable económicamente, para lo cual será necesario determinar el régimen de explotación que mejor se ajuste a las condiciones del yacimiento.²

Si el yacimiento está en producción desde hace algún tiempo, la reserva probada se calculará seguramente con el estudio de las curvas declinatorias y sus variantes, o sea, en función de la variación de la producción y de las presiones con el tiempo.

El progreso tecnológico permite trabajar con más y mejores datos que en el pasado. Sin embargo, la estimación de las reservas es todavía más un arte que una ciencia exacta, ya que la experiencia del técnico y las comparaciones de tipo estadístico tienen aún un papel preponderante. Aun contando con todos los datos necesarios, no es posible predecir con seguridad absoluta, salvo excepcionalmente, el comportamiento futuro del yacimiento, y, por lo tanto, la recuperación final que se ha de obtener.

Es una regla que el futuro de un yacimiento sólo se conoce a medida que se le explota; por lo tanto, la estimación de las cantidades recuperables ("la reserva"), es un proceso de permanente ajuste durante el tiempo de la explotación hasta que se llega al límite económico, o sea, hasta el fin de la vida del yacimiento. En consecuencia, es evidente que no será posible hacer una estimación apropiada de la reserva solamente a base de los datos del pozo de exploración que descubre un yacimiento.

Existe información, variable en cuanto a abundancia y exactitud, sobre los tres tipos de reservas (probadas, probables y posibles) que aparentemente darían una visión de conjunto para América Latina, pero el uso de definiciones diferentes (sobre todo para las reservas probables y posibles), o la imprecisión en cuanto al tipo de reserva de que se trata, hacen imprescindible una explicación detallada en cada caso.

Tiene gran importancia especificar con toda claridad en las estimaciones de reserva qué coeficientes de recuperación se han utilizado y las razones de su elección, si se trata sólo de recuperación primaria o también incluye la secundaria, los tipos de petróleo, el gas asociado, las prácticas de conservación, etc. Evidentemente, habrá que considerar además factores técnicos que podrían permitir un mayor aprovechamiento de esas reservas y particularmente los factores económicos que definirán si será económico y conveniente extraer el petróleo y transportar la producción de un yacimiento a los lugares de consumo o qué condiciones deberán cumplirse para hacerlo posible.

En general se pueden obtener en los países de la región mapas geológicos donde se indican las cuencas

sedimentarias conocidas, en las cuales en algunos casos también están ubicados los yacimientos productivos. Para esas cuencas sedimentarias existe información adicional con distinto grado de detalle sobre las zonas con mayores posibilidades petroleras y también sobre las zonas en explotación. La mayor parte de esos mapas geológicos contienen los resultados de reconocimientos geofísicos generales.

Además existe información geológica y geofísica más precisa y detallada sobre zonas reducidas, pero las empresas petroleras habitualmente no la divulgan. Con fines de planificación general convendría disponer de otras informaciones relacionadas con las actividades de exploración y de explotación; por ejemplo, el número de pozos perforados según su objetivo, localización y profundidad, características de los hidrocarburos y tiempo de su explotación, etc.

Los valores sobre reservas probadas que se incluyen en los cuadros, han sido extraídos en gran medida de documentos oficiales de las empresas nacionales. En otros casos los datos se han obtenido de revistas especializadas.

Se puede apreciar, en consecuencia, la complejidad e importancia de todo el proceso necesario, no sólo para calcular las reservas probadas, sino para presentar estadísticas de conjunto homogéneas y valederas.

2. Situación actual y perspectivas de la producción y de las reservas de hidrocarburos

Antes de 1940 los Estados Unidos participaban con casi el 64% de las reservas comprobadas y de la producción del petróleo en el mundo. Este predominio pasó al Medio Oriente en los años 1940-1950, en cuanto a reservas probadas, mientras que aquel país continuaba aportando más de la mitad de la producción mundial.

En el período 1950-1960 se estableció la preeminencia absoluta del Medio Oriente en el campo de las reservas probadas, con una participación del 60%, mientras los Estados Unidos conservaban el primer puesto como productor, pero solamente con una tercera parte del total mundial.

Venezuela, que en los años de 1930 ya era un importante país petrolero, alcanzó en el decenio de 1950 su máxima participación en los dos aspectos mencionados.

Terminada la segunda guerra mundial, la Unión Soviética quintuplicó su producción e inició la exportación de crudos a los mercados europeos.

En el decenio de 1960 cabe destacar el afianzamiento del Medio Oriente como principal región en el mundo de reservas probadas y de producción; la aparición de África (Libia, Argelia y Nigeria) en el mercado mundial para constituirse, en pocos años, en la segunda área de reservas; la presencia de la Unión Soviética con el 16% de la producción mundial, y el descenso de la participación de Venezuela en el abastecimiento de Europa y de América Latina, así como en su posición relativa en cuanto a reservas y producción.

América Latina, cuya participación en el total mundial de reservas y producción alcanzaba el 16% y 18% respectivamente en 1945, descende hasta representar sólo un 4% y un 12% en 1969. En consecuencia son actualmente muy modestas las reservas probadas latinoamericanas en el cuadro de las mundiales.

² Teóricamente, también las modificaciones de los costos del transporte (evolución tecnológica con el transcurso del tiempo) influyen en el grado de "económicidad" de un yacimiento y en el porcentaje recuperable económicamente de él.

Cuadro 81

AMÉRICA LATINA Y OTRAS REGIONES DEL MUNDO: RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
(Millones de barriles)

	1955			1960			1965			1969		
	Reser- vas (A)	Produc- ción (B)	A/B	Reser- vas (A)	Produc- ción (B)	A/B	Reser- vas (A)	Produc- ción (B)	A/B	Reser- vas (A)	Produc- ción (B)	A/B
Argentina	850	30	18.0	2 340	64	37.0	2 130	98	22.0	1 572	130	12.1
Bolivia	70	3	35.0	125	3	41.5	500	3	167.0	207	15	13.8
Brasil	35	2	17.5	375	30	12.5	672	34	19.7	849	64	13.3
Colombia	600	40	15.0	625	55	11.4	1 700	73	23.2	935	77	12.1
Chile	50	2	25.0	60	7	8.5	150	13	11.5	130	13	10.0
Ecuador	25	3	8.3	25	3	8.3	20	3	6.7	750	2	375.0
México	1 500	91	16.5	2 458	109	23.0	2 495	132	18.9	3 242	168	19.3
Perú	225	17	13.2	260	19	13.7	250	23	10.9	244	26	9.5
Trinidad y Tabago	270	25	10.8	390	42	9.3	425	49	8.7	590	57	10.3
Venezuela	12 429	787	15.8	17 402	1 042	16.7	17 250	1 268	13.6	14 876	1 312	11.3
<i>América Latina</i>	<i>16 054</i>	<i>1 003</i>	<i>16.0</i>	<i>24 100</i>	<i>1 377</i>	<i>17.5</i>	<i>25 600</i>	<i>1 696</i>	<i>15.2</i>	<i>23 400</i>	<i>1 864</i>	<i>12.5</i>
Estados Unidos	29 561	2 484	11.9	31 613	2 575	12.3	31 352	2 849	11.0	38 700	3 948	9.8
Unión Soviética	10 000	518	19.3	23 579	1 080	21.8	35 000	1 766	19.8	60 000	2 389	25.1
Medio Oriente	132 927	1 184	112.3	162 840	1 922	84.7	222 777	3 040	74.4	317 528	4 610	68.9
Argelia	—	—	—	4 600	67	68.7	6 300	201	31.4	8 000	346	23.1
Libia	—	—	—	3 000	—	—	13 000	445	29.2	35 000	1 135	30.8
Nigeria	—	—	—	200	6	33.3	2 500	99	25.3	5 000	198	25.3
<i>Mundo</i>	<i>196 990</i>	<i>5 642</i>	<i>34.9</i>	<i>265 684</i>	<i>7 657</i>	<i>34.7</i>	<i>364 961</i>	<i>11 011</i>	<i>33.2</i>	<i>523 800</i>	<i>15 977</i>	<i>32.8</i>

FUENTES: *World Petroleum Report*, *Oil and Gas Journal* y publicaciones oficiales de algunos países latinoamericanos.

La relación reservas/producción ($R/P = 12.5$) es baja con respecto al promedio mundial (32.8) y mucho más comparada con la del Medio Oriente (68.9). (Véase el cuadro 81.)

La evolución de la relación R/P (con todas las observaciones que se le puedan hacer en cuanto a su validez

absoluta), muestra cuán necesario es intensificar las tareas exploratorias en la región. Aunque las opiniones no son unánimes, generalmente se considera satisfactoria una relación que se aproxima a los 20 años. La posición de Venezuela destaca en América Latina tanto en el campo de las reservas probadas como en el de la producción.

Cuadro 82

AMÉRICA LATINA: PARTICIPACIÓN DE LOS PAÍSES EN LAS RESERVAS PROBADAS
Y EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

(Porcentajes)

	1955		1969		Tasa anual de crecimiento 1955-1969	
	Reservas	Producción	Reservas	Producción	Reservas	Producción
Argentina	5.3	3.0	6.7	7.0	4.5	11.1
Bolivia	0.4	0.3	0.9	0.8	8.1	12.2
Brasil	0.2	0.2	3.6	3.4	26.0	28.0
Colombia	3.7	4.0	3.9	4.1	3.2	4.8
Chile	0.3	0.2	0.6	0.7	7.1	14.3
Ecuador	0.2	0.3	3.2	0.1	28.0	— 2.9
México	9.3	9.1	13.9	9.0	5.7	4.5
Perú	1.4	1.7	1.1	1.4	0.6	3.1
Trinidad y Tabago	1.7	2.5	2.5	3.1	5.7	6.1
<i>Subtotal</i>	<i>22.5</i>	<i>21.3</i>	<i>36.4</i>	<i>29.6</i>	<i>6.3</i>	<i>7.2</i>
Venezuela	77.5	78.7	63.6	70.4	1.3	3.7
<i>Total</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>100.0</i>	<i>2.7</i>	<i>4.5</i>

FUENTES: CEPAL, a base de informaciones de *World Petroleum Report*, *Oil and Gas Journal* y publicaciones oficiales de algunos países.

Pero si se analiza la evolución en el período 1955-1969 se advierte una disminución relativa que se hace más evidente en las reservas. Las tasas anuales de crecimiento de ellas (1.3) están por debajo de las del resto de América Latina (6.3).

Venezuela, Chile y Perú serían, por las cifras examinadas, los países a los que les correspondería prestar con mayor urgencia atención especial a las actividades exploratorias, a las técnicas de recuperación secundaria, al tratamiento de los pozos productivos y a la regulación de la energía de los yacimientos. Del grupo de países analizados: Brasil, Bolivia, Colombia, Ecuador y México han experimentado una evolución favorable y han obtenido (algunos recientemente) importantes éxitos en relación con las reservas comprobadas.³ Esta situación ha permitido al Brasil y a Bolivia acrecentar su producción de petróleo y a Colombia y México mantenerla adecuadamente. El caso del Ecuador es muy especial por las importantes reservas descubiertas que no se encuentran aún en producción, y la relación R/P no es representativa.

El gas natural suele encontrarse asociado con petróleo crudo y como gas independiente (o libre), sea en estado seco o con líquidos separables. Las reservas de gas independiente en la región son mal conocidas y las cifras presentadas en el cuadro 83 se refieren en su mayor parte al gas asociado al petróleo. Se sabe que las reservas potenciales de gas independiente son importantes y los datos aquí presentados podrían alterarse considerablemente a corto plazo, sobre todo si se considera que no se han cubicado totalmente las reservas de Bolivia y apenas empieza la exploración de los campos de gas independiente en Venezuela.

Venezuela, México, Argentina, Bolivia, Colombia y Chile, en ese orden, son los principales países en cuanto al volumen de sus reservas comprobadas. Argentina y Méxi-

co son los países que mejor aprovechan su producción de gas, ya que los restantes lo utilizan preponderantemente en la misma industria petrolera, ya sea reinyectándolo o como fuente de energía, asignándole en muchos casos costo cero. De tal manera, las labores de exploración, hasta hace unos años, tenían por finalidad exclusiva encontrar petróleo, despreciando, en muchos casos, los hallazgos de gas independiente que no podía emplearse en la producción de crudos. Así, no pocas veces el mismo gas asociado se perdía en la atmósfera ocasionando problemas a la recuperación final del petróleo contenido en el yacimiento, aparte de contribuir al indeseable proceso de contaminación atmosférica. Con el transcurso del tiempo, los progresos en la tecnología de los gasoductos, la creciente demanda de fuel oil, la preocupación por la preservación del medio, la posibilidad de licuefacción y exportación de gas por vía marítima, así como las industrias petroquímica y de los fertilizantes, han contribuido a valorizar económicamente esta fuente de energía, a la cual se le asignaba generalmente costo cero. En la actualidad ya se asigna un valor al gas asociado y costos propios al independiente.

A continuación se examinan más detalladamente, por países, las reservas comprobadas de hidrocarburos.

a) Venezuela

Ya se ha visto la relativamente baja relación de reservas a producción, y la conveniencia de incrementar las labores de exploración, especialmente al considerar que sus reservas suplementarias y posibles se estiman en el doble de las probadas. Sin embargo, otras consideraciones afectan al ritmo más conveniente de explotación. Como país eminentemente exportador de petróleo le corresponde adecuar sus metas de exploración y producción, principalmente, al mercado externo.

Las reservas comprobadas de gas en Venezuela están asociadas en su gran mayoría con el petróleo. Hasta ahora las reservas de gas independiente no han sido totalmente evaluadas.

Cuadro 83

AMÉRICA LATINA: RESERVAS DE GAS NATURAL

(Miles de millones de m³ y porcentajes)

	1961		1965		1969	
	Volumen físico	Porcentaje	Volumen físico	Porcentaje	Volumen físico	Porcentaje
Argentina	200.9	12.2	175.9	10.1	226.6	11.3
Bolivia	7.1	0.4	57.0	3.3	123.5	6.2
Brasil	9.9	0.6	20.0	1.1	141.0	7.1
Colombia	39.6	2.4	100.0	5.7	85.0	4.2
Chile	51.0	3.1	80.0	4.6	70.8	3.5
Ecuador	2.1	0.1	2.0	0.1	33.0 ^a	1.6
México	353.7	21.6	370.0	21.2	339.8	17.0
Perú	20.5	1.3	56.0	3.2	72.1	3.6
Trinidad y Tabago	34.0	2.1	34.0	2.0	141.6	7.1
Venezuela	919.5	56.2	850.0	48.7	766.7	38.4
Total	1 638.3	100.0	1 744.9	100.0	2 000.1	100.0

FUENTES: *World Petroleum, Oil and Gas Journal* y publicaciones oficiales para algunos años y países.

^a Incluye una estimación de las reservas del gas asociado con el petróleo de los yacimientos de Lago Agrio, Bermejo y Charapa, etc.

Cuadro 84

VENEZUELA: ÁREAS EN CONCESIONES Y ASIGNACIONES
PETROLERAS Y ÁREAS PROBADAS

(Miles de hectáreas)

Concesión y asigna- ción	Probadas				
	Total		En explotación		
	Miles de hec- táreas (1)	Por- cen- taje (2)/(1) (2)	Miles de hec- táreas (4)	Por- cen- taje (4)/(2) (5)	
1955	5 871	326	5.55	245	75.0
1958	6 352	476	7.48	351	74.0
1960	4 718	466	9.87	362	73.0
1962	4 048	509	12.57	384	76.0
1965	3 368	530	15.73	425	80.0
1967	3 013	542	17.99	448	82.2
1969	3 108	569	18.31	476	83.6

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

En los cuadros 84 y 85 se observan características importantes relacionadas con sus reservas de petróleo. Del primero se desprende que, en el último decenio, la proporción de áreas probadas con respecto a las que se tienen en concesión y asignación se triplican, mientras que las en explotación mantienen la misma posición relativa.

El segundo muestra el origen de las adiciones en ese mismo periodo. Se observa que la participación de las tres categorías (revisiones, extensiones, descubrimientos) ha sido variable, notándose que las revisiones adquieren excepcional importancia entre 1963 y 1967. Ello se debería en gran medida al mayor empleo de métodos de recuperación secundaria aplicados a la explotación.

Debe mencionarse que la información estadística relativa a la industria petrolera venezolana fue deficiente durante los primeros años de explotación, lo cual hace difícil determinar con precisión las reservas correspon-

Cuadro 85

VENEZUELA: NUEVAS RESERVAS DE PETRÓLEO
CRUDO SEGÚN ORIGEN

(Millones de barriles y porcentajes)

	<i>Total adiciona- do en el año (1)</i>	<i>Por concepto de: (en porcentaje de (1))</i>			<i>Variación neta de reservas</i>
		<i>Revi- siones</i>	<i>Exten- siones</i>	<i>Descubri- miento</i>	
1955	2 280	36.0	50.0	14.0	1 500
1958	2 140	2.0	58.0	40.0	1 190
1960	1 440	18.0	41.0	41.0	400
1961	540	13.0	67.5	19.5	— 520
1963	1 390	73.7	21.3	5.0	210
1965	1 320	74.3	20.0	5.7	50
1967	380	63.9	26.3	9.8	— 910
1969	530	33.8	57.9	8.3	— 780

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

dientes de petróleo y gas natural, especialmente estas últimas. Por muchos años el gas careció en este país de valor comercial y era arrojado a la atmósfera.

Por eso se podría decir que las cifras de reservas de gas son más dignas de fe a partir del año 1952, y las de petróleo, a partir del año 1943.

El volumen original de los hidrocarburos recuperables, según definiciones generalmente propuestas, se calcula a través de la producción acumulada, las reservas comprobadas, las reservas suplementarias (o probables) y las reservas posibles (o no descubiertas).⁴

La estimación de las reservas comprobadas de petróleo alcanzaban, a fines de 1968, a 2 492 millones de metros cúbicos⁵ utilizando un factor de recuperación para el volumen *in situ* de 21.0%.

Las reservas suplementarias obtenidas, aplicando un coeficiente de 0.45 a las comprobadas⁶ (fines de 1968) llegaban a los 1 120 millones de metros cúbicos. Ese coeficiente se basaba en la capacidad de las plantas de inyección de gas (96 millones m³/día), la capacidad de las de inyección de agua (209 000 m³/día), y otras instalaciones y proyectos de recuperación térmica.

Las reservas posibles, estimables únicamente con rigor científico, a base del conocimiento geológico, fueron precisadas para las cinco cuencas sedimentarias venezolanas (Maracaibo y Maturín principalmente). Su volumen se estimó, a fines de 1968, en 3 670 millones de metros cúbicos.⁷

De esta manera el volumen original de los recursos petrolíferos venezolanos, obtenidos adicionando a los tres conceptos anteriores la producción acumulada, habría alcanzado a 11 040 millones de metros cúbicos. El factor de recuperación, considerando las reservas suplementarias, se aproximaría a 27.8%, perfectamente compatible con el promedio para los países productores del mundo.⁷

Las reservas probadas y suplementarias posibilitarían, según distintas opiniones, un ritmo de producción comprendido entre 610 000 y 780 000 m³ al día por un lapso de 5 a 6 años, para declinar luego paulatinamente.

Para el gas natural, la producción acumulada a fines de 1968 alcanzó a 725 000 millones de m³, de los cuales unos 172 000 millones se quemaron en las antorchas de los yacimientos, y las reservas probadas a 753 000 millones de m³ (65 corresponden a gas no asociado). Evidentemente no pueden considerarse reservas suplementarias por las características del hidrocarburo y solamente puede mencionarse la conveniencia de explotarlo tratando de obtener un aprovechamiento óptimo.

La exploración intensiva de las denominadas áreas nuevas puede conducir al acrecentamiento de las futuras reservas probadas de Venezuela. Ellas son: la cuenca del golfo de Venezuela; la plataforma continental al noroeste y al este de la península de Paraguaná; la plataforma continental de la cuenca de Maturín, aguas afuera del río Orinoco, y la plataforma continental de la isla Aves.

⁴ Véase Aníbal R. Martínez, *Los recursos de hidrocarburos de Venezuela*, IV Congreso Geológico Venezolano, Caracas, noviembre de 1969.

⁵ Ministerio de Minería e Hidrocarburos de Venezuela.

⁶ Véase Aníbal R. Martínez, *op. cit.*, pág. 16.

⁷ Paul D. Torrey, *World Oil Resources*, Section VIII-Paper 9, Sixth World Petroleum Congress.

La cuenca del golfo de Venezuela tiene una superficie de 20 000 km² y parece ser la más interesante de las áreas nuevas. La plataforma al noroeste de la península de Paraguaná parece estar relacionada geológica y estructuralmente con la cuenca del golfo de Venezuela.

La plataforma continental al Este de la península de Paraguaná se extiende hasta la boca del río Yaracuy.

La plataforma continental de la cuenca del Maturín es considerada la segunda en importancia entre las nuevas áreas. Su superficie alcanzaría a no menos de 28 000 km² y la plataforma continental se extendería casi 120 km en el mar.

En todas estas áreas la Corporación Venezolana del Petróleo —CVP— ha efectuado estudios geológicos y los mismos han despertado enorme interés en varias empresas privadas.

Los recursos de hidrocarburos de las áreas tradicionales (cuenas de Maracaibo, Barinas, Falcón, Cariaco y Maturín) aún podrían asegurar un desarrollo armónico de la industria petrolera de Venezuela en los próximos dos decenios, pero sin alcanzar la misma significación económica de los últimos 40 años. Aún así su aprovechamiento está supeditado a la resolución de dos problemas prioritarios: a) al nuevo sistema de contratos de servicio de la CVP, y b) la actitud a tomar con relación a las áreas que revertirán a la nación al caducar en 1983 las actuales concesiones petroleras.

La existencia de importantes volúmenes de petróleos muy pesados y breas en la faja bituminosa de la cuenca del Maturín, a pesar de su importancia, no podría considerarse económicamente disponible hasta dentro de algunos años (según evolucionan las investigaciones a escala industrial).

b) Colombia

Es actualmente el cuarto productor y el segundo exportador de petróleo crudo de América Latina. Durante el período 1965-1968 se produjo una caída en el ritmo de producción no atribuible a la falta de reservas comprobadas, sino a problemas de tipo administrativo-legal (entre otros, el tipo de cambio aplicado a las inversiones de capital extranjero y a las entregas de crudo a las refinerías). Esta tendencia ha cambiado desde 1969, esperándose un sustancial aumento en la producción. Puede afirmarse que Colombia, con suficientes reservas comprobadas, está en condiciones de satisfacer los incrementos previstos en su consumo interno y seguir atendiendo mercados de exportación.

Las antiguas áreas petrolíferas colombianas se encuentran ubicadas en los valles central y septentrional del río Magdalena, en las proximidades de la frontera venezolana. En la actualidad aportan cerca de la mitad de la producción, pero con un bajo rendimiento por pozo. En ellas, la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) se encuentra dedicada a un programa importante de recuperación secundaria, que podrá incrementar sustancialmente las reservas probadas en los viejos campos de La Cira e Infantas.

Las nuevas áreas petrolíferas, en cuanto a la importancia de su aporte, son las operadas por Texaco en el extremo meridional del país (campos de Orito, Caimán-Acaé) cercanas al río Putumayo y a la frontera ecuatoriana.

El tendido del oleoducto transandino entre Orito y Tumaco (sobre el Pacífico) con una capacidad de 100 000 barriles/día, ha permitido poner en explotación los yacimientos indicados y servir nuevos mercados de exportación. Sin embargo, los volúmenes de producción no han alcanzado las cifras esperadas.

c) Bolivia

Luego de un decenio de producción estabilizada, se registraron incrementos sustanciales a partir de 1966, debido principalmente al descubrimiento de los yacimientos de Carandá, Colpa y Río Grande.

Como ya se mencionó, Bolivia es un exportador neto de crudo y su producción se ha destinado, principalmente, a Estados Unidos y la Argentina.

Sus reservas comprobadas de petróleo, aunque no muy importantes (33 millones de m³ en 1969) alcanzarían para satisfacer los incrementos previstos en su consumo interno y mantener exportaciones. Sin embargo, la situación podría cambiar con cierta velocidad si los mecanismos de la integración regional permiten a este país encontrar su mercado natural, circunstancia que haría que se impulsen las tareas de exploración.

El país posee importantes yacimientos de gas natural (unos 124 000 millones de metros cúbicos de reservas comprobadas) situados principalmente en el departamento de Santa-Cruz.

Luego de la nacionalización de los intereses de la Gulf Oil Co. (1969), la empresa estatal (YPFB) ha estado buscando activamente mercados externos para su producción de crudo, que durante un tiempo fue seriamente afectada.

En el futuro, aparte de los Estados Unidos, cuyo esquema de consumo especialmente en la costa Oeste, es muy apto para absorber los crudos bolivianos ricos en gasolina, también Argentina, Perú y Chile pueden convertirse en importantes compradores. Argentina podría alimentar la capacidad ociosa de su refinería de Campo Durán y de su poliducto al litoral fluvial.

Con relación al gas natural, también la Argentina ha asegurado la adquisición de entre 4 y 5 millones de m³/día durante 20 años, a partir de 1971. Para ello se construye un gasoducto de 600 km que empalmará en la frontera con el de Campo Durán-Buenos Aires. La creciente demanda de gas natural en el mercado del Gran Buenos Aires y las zonas central y litoral, así como algunos proyectos de suministro a Uruguay, podrían significar —según evolucione la búsqueda en territorio argentino— nuevas e importantes adquisiciones. También se estudia el proyecto de llevar al altiplano y aún al norte de Chile, el gas de Santa Cruz.

d) Trinidad y Tabago

Es el quinto país productor de petróleo del área. El incremento de sus reservas comprobadas no ha seguido el mismo ritmo de la producción y actualmente aquellas han alcanzado un valor crítico.

La mayor parte de los yacimientos se encuentran ubicados en diez áreas, de las cuales Soldado (submarina), descubierta en 1955, es la más importante (aproximadamente el 30% de la producción del país). La explotación es llevada a cabo exclusivamente por empresas pri-

vadas, aunque en 1969 el gobierno constituyó una sociedad conjuntamente con Tesoro Petroleum Corporation, de Texas.

El futuro de la explotación petrolera en Trinidad y Tabago dependerá del impulso que se conceda a la exploración, ya que aún existen áreas vírgenes de extensión considerable, principalmente en su plataforma submarina.

e) México

Es el segundo productor de petróleo de América Latina, en cuanto a volumen. Consume casi la totalidad de su producción, salvo pequeñas exportaciones a mercados fronterizos de Estados Unidos. Las reservas comprobadas actualmente permiten suponer que mantendrá su política de autoabastecimiento en el próximo decenio, debido a los importantes descubrimientos recientes.

Son cuatro las regiones productoras de crudos y gas natural situadas en torno al Golfo de México: Noreste; Tampico-Nautla; Veracruz y Tabasco-Istmo. Sin embargo, dos de ellas, Tampico-Nautla y Tabasco-Istmo aportan prácticamente el total de la oferta de petróleo (99%).

Autoridades mexicanas han expresado que su política se orienta hacia el mantenimiento de una relación no menor de 20 a 1 entre reservas y producción anual y la actividad exploratoria es intensa, tanto terrestre como marina.⁸

PEMEX ha dado gran importancia a la explotación submarina, en la plataforma continental del Golfo de México, y el descubrimiento de la Faja de Oro Marina y del extenso campo Arenque, frente a Tampico, han contribuido al descubrimiento de importantes nuevas reservas. Los trabajos sísmicos marinos han mostrado numerosas estructuras de interés, que aún no han sido probadas.

De las reservas totales de hidrocarburos de México, se puede estimar que el 44% se encuentra en el Distrito de Poza Rica, 21% en la zona Norte y 35% en la zona Sur. Las reservas de gas se encuentran principalmente en la zona Sur y en menores proporciones en el Norte y en Poza Rica.

f) Argentina

Es el tercer país productor de petróleo en cuanto a volumen, y el cuarto de gas natural, en América Latina.

La situación argentina tiene similitudes con la de México, en el sentido de que las necesidades energéticas son atendidas principalmente con petróleo y gas, y se busca el autoabastecimiento. Sin embargo, Argentina ha iniciado trabajos en importantes proyectos hidroeléctricos (México lo hizo mucho antes), que pueden disminuir la proporción de la energía abastecida por hidrocarburos.

La extensión de los yacimientos petrolíferos de Argentina corresponde aproximadamente al 1% de su cuenca sedimentaria (excluida la plataforma submarina)⁹ y su

⁸ En 1969 se mantuvieron en trabajo unas 70 brigadas terrestres, geológicas y geofísicas, y se perforaron 137 pozos exploratorios de los cuales 25 se terminaron como productores de petróleo y 15 de gas.

⁹ Las cuencas sedimentarias del país alcanzan una extensión de 1 225 000 km² (44% de su superficie, excluida la Antártida). Los estudios de su plataforma submarina aún son escasos.

localización no es la más favorable desde el punto de vista de la demanda actual. Así se encuentran en los extremos Norte, Sur y Centro Oeste del territorio nacional (excluida la zona antártica), abarcando las provincias de Salta, Jujuy, Chubut, Santa Cruz, Neuquén, Río Negro, La Pampa, Mendoza y el Territorio de Tierra del Fuego.

En relación con la serie oficial de valores de reservas comprobadas caben dos observaciones:

i) Considerando la estimación publicada en 1967 que llega a casi 320 millones de m³ de petróleo y la producción acumulada en los cinco años anteriores (81 millones de m³) se obtiene una reserva comprobada para fines de 1962 que es un 20% inferior a la que entonces se calculaba.

ii) Del total de reservas comprobadas a fines de 1967, aproximadamente el 90% está en yacimientos en explotación desde hace años, circunstancia que hace suponer que difícilmente podría incrementarse en forma sustancial el ritmo de producción en ellos.

Sin embargo, el descubrimiento del yacimiento Caimancito en la Provincia de Jujuy (1969) en formaciones del Cretacio, abre interesantes perspectivas. Asimismo, los trabajos exploratorios submarinos en el golfo de San Jorge, frente a Comodoro Rivadavia, muestran la posibilidad de producción en la plataforma continental.

Algunos pozos se han venido explotando durante más de 20 años (especialmente en la cuenca del golfo San Jorge), hasta conseguir los máximos volúmenes acumulados, económicamente recuperables, que en término medio representan el 20% de los volúmenes *in situ*.

Debido a la antigüedad de los pozos productores, han sido cuestionadas por algunos técnicos las reservas comprobadas en explotación (290 millones de m³). Por este motivo, YPF ha estado reelaborando las series de reservas comprobadas, para conocer mejor su verdadero valor. Las reservas comprobadas en millones de m³ se distribuían (1967) del siguiente modo: Chubut, 56.0; Santa Cruz Norte, 134.0; Santa Cruz Sur, 2.4; Tierra del Fuego, 2.3; Neuquén, 16.4; Río Negro, 28.5; Salta, 2.8 y Mendoza, 77.1.

Las reservas suplementarias alcanzarían a 80 millones de m³, aplicando un coeficiente de 0.25 a las comprobadas (valor bajo por las razones apuntadas) muy difícil de estimar ya que hace solamente pocos años que YPF comenzó los estudios de ingeniería de yacimientos en zonas explotadas por recuperación secundaria. Ésa es también la cifra mencionada en algunos círculos técnicos.

Las reservas posibles no descubiertas fueron estimadas por YPF a comienzos de 1968, antes del descubrimiento de Jujuy, en 340 millones de m³. Este valor habría sido elaborado analizando las cinco cuencas en explotación por la empresa estatal y las compañías contratistas. No incluiría, entonces, las zonas no conocidas (operadas en parte por las nuevas concesiones) ni la plataforma continental, por carecer de suficientes estudios geológicos y geográficos.

La producción acumulada al 31 de diciembre de 1967, era de 240 millones de metros cúbicos. En resumen los recursos originales de petróleo argentinos llegarían a unos 1 000 millones de m³ aproximadamente en el estado actual de las investigaciones.

Las cuencas terrestres (además de la mencionada del noroeste) presentan interesantes posibilidades en la neu-

quina, la cuyana y la austral. De todas maneras hasta que no se concrete un intenso programa de exploraciones, todo incremento en la producción deberá supeditarse a las tareas de recuperación secundaria, a las reparaciones y a las reactivaciones de los pozos actualmente en explotación.

La legislación de fines de 1967 que permitió el otorgamiento de concesiones o contratos a firmas nacionales o extranjeras, ha incrementado la actividad exploratoria. Diversas firmas extranjeras o consorcios de ellas han iniciado actividades de exploración geofísica con resultados alentadores. Los primeros pozos perforados en la plataforma continental al sur de la Provincia de Buenos Aires, dieron resultados negativos pero, más recientemente, en el golfo de San Jorge, se encontró un yacimiento productor.

g) Brasil

Como consecuencia de una intensa campaña exploratoria, este país logró en 1969 un 36% de autoabastecimiento de petróleo para refinación, superando así el 20% de 1965. Tiene cuencas sedimentarias con una extensión total de 3 millones de km²; sin embargo, sus reservas comprobadas abarcan un porcentaje ínfimo de esa extensión. Los esfuerzos exploratorios están concentrados principalmente en las cuencas conocidas como productoras de petróleo, con el objeto de obtener nuevas reservas a corto plazo. La exploración en la plataforma submarina ha dado resultados satisfactorios; se continúa trabajando intensamente y en ella se cifran las mayores esperanzas de incremento de la producción.

Informaciones correspondientes a 1970 indican una intensificación de las tareas en el mar. Las zonas sometidas a prospección comprenden la desembocadura del río Amazonas, la costa de Amapá, las cuencas de Barreirinhas, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Bahía Sur, la plataforma de San Pablo y la cuenca de Pelotas.

Los sondeos en tierra se han desarrollado en Barreirinhas, Alagoas-Sergipe, Reconcavo, Tucano y Espírito Santo. Los incrementos de producción ya mencionados se deben en gran medida a la contribución de los campos de Araças, en Bahía y de Siririzinho en Sergipe.

La aplicación de métodos de recuperación secundaria en algunos de los grandes yacimientos de Bahía ha permitido un incremento del factor de recuperación de las reservas.

Por otro lado, el país considera seriamente la explotación de sus abundantes lutitas bituminosas cuyo aprovechamiento podría cambiar grandemente el panorama energético del país. Sin embargo, no se dispone por ahora de datos suficientes a pesar de los trabajos en la planta piloto de San Mateo, hechos por Petrobras, para sacar conclusiones con respecto a la importancia económica de esas enormes reservas potenciales.¹⁰

¹⁰ Aunque el país tiene numerosos yacimientos, los de Iratí (São Mateus do Sul-Paraná) son los más prometedores. Sus reservas probables se estiman así por PETROBRAS: 600 millones de barriles de kerógeno (aceite), 10 millones de toneladas de azufre, 4,5 millones de toneladas de gas licuado y 22 000 millones de m³ de gas combustible.

h) Chile

Las reservas comprobadas se encuentran ubicadas en el extremo sur, en la cuenca magallánica, de similares características a la cuenca austral argentina. Los esfuerzos exploratorios en otros lugares del territorio nacional (zona Norte y Centro-sur) no han dado frutos positivos hasta el momento.

El país cuenta con grandes reservas de gas natural que aunque están muy alejadas de los centros de consumo (especialmente de la gran minería del norte donde tendría posibilidades de sustituir al combustible importado) podrían en el futuro aliviar las necesidades globales o contribuir a equilibrar la balanza comercial del sector, exportando a la Argentina por el proyectado gasoducto Posesión Cerro Redondo-Pico Truncado.

La producción chilena de petróleo se ha mantenido aproximadamente estable en los últimos años lo que ha llevado las importaciones de crudo a más del 50% del total refinado en el país. Esto indica la urgencia que tiene Chile de intensificar la búsqueda de petróleo y de aprovechar sus importantes reservas de gas natural.

La Empresa Nacional de Petróleo ha programado el estudio de la pequeña plataforma continental en la zona central del país y, asimismo, el estudio detallado del área cubierta por el estrecho de Magallanes.

i) Perú

Las reservas probadas se han mantenido estables, aproximadamente, durante los últimos años. La producción de los yacimientos submarinos desarrollados por Belco en la costa norte del país, ha permitido mantener el volumen total de producción. Sin embargo, el crecimiento del consumo interno ha convertido al país de exportador en importador neto del crudo y de algunos derivados.

Existen tres regiones naturales productoras de petróleo en el país: Zócalo, Costa y Oriente, que alojan el 79%, el 17% y el 4% de las correspondientes reservas probadas (1969). El deterioro de la relación de las reservas probadas/producción indujo a generalizar el concepto sobre la urgente necesidad de emprender una vigorosa campaña exploratoria, señalándose que una enorme extensión del territorio nacional permanece aún prácticamente virgen desde este punto de vista.

Otras áreas de alta prioridad para su exploración son el Zócalo y la Costa Norte, cerca de Tumbes y la zona de Madre de Dios en el Sudeste, cerca de la frontera con Brasil y Bolivia.

En la Costa existen importantes reservas de gas natural, así como en el Campo Aguaytía (al Oeste de Pucallpa). Este recurso de energía no está aún debidamente aprovechado en el país, dándose preferente atención a los combustibles líquidos.

La extensa zona de selva cercana a los límites con Ecuador y Colombia ha comenzado a ser estudiada por Petroperú y adquiere un especial interés con los descubrimientos en Colombia y Ecuador.¹¹

Petroperú se hizo cargo en 1968 de la explotación de los campos de la Brea y Pariñas, y del Complejo Indus-

¹¹ Véase *supra* la nota 3.

trial de Talara, operados anteriormente por la International Petroleum Company (IPC), adjudicándosele en propiedad los bienes correspondientes en 1969.

j) Ecuador

La producción petrolera ecuatoriana ha experimentado, desde hace años, un permanente descenso y las reservas de los yacimientos productores, ubicados en la península de Santa Elena, al poniente de Guayaquil, se han reducido en proporción aún mayor. La producción de esos yacimientos, explotados principalmente por la Anglo Ecuatorian Oilfields, alcanzó en 1969 a solamente 4 500 barriles por día y será aún menor en los próximos años. Así, Ecuador, de país exportador de petróleo ha pasado a ser importador para mantener en operación las refinerías que abastecen las necesidades internas.

El Ecuador, sin embargo, es el país de América Latina que tendrá, en el futuro próximo, el mayor aumento relativo en su producción petrolera. Los importantes yacimientos descubiertos en el Oriente ecuatoriano, en formaciones semejantes a las del Sur de Colombia, han demostrado reservas suficientes para justificar la construcción del mayor oleoducto a través de la cordillera de los Andes, con una capacidad inicial de 250 000 barriles diarios, que puede alcanzar hasta 400 000 barriles, desde lago Agrio, en la selva amazónica, hasta el puerto de Esmeraldas, que estará terminado a mediados de 1972.

Los pozos exploratorios perforados por el mismo consorcio que opera los yacimientos de la zona de Putumayo en Colombia (Texaco-Gulf) han permitido descubrir varios yacimientos (Lago Agrio, Bermejo, Shushufindi, Sacha) cuyas reservas petroleras, aún no definidas totalmente, hacen probable que la capacidad del oleoducto sea totalmente utilizada desde los primeros años de operación.

El Ecuador pasará a ser el segundo país exportador de la región, sólo superado por Venezuela.

Los éxitos alcanzados en las exploraciones de la cuenca amazónica en el Oriente del Ecuador han alentado a numerosas otras empresas petroleras a iniciar faenas exploratorias en una superficie total de concesiones que alcanza a 6 500 000 hectáreas.

k) Uruguay

No es un país productor de hidrocarburos y a pesar de contar con casi 150 000 km² de cuencas sedimentarias, hasta el presente todos los esfuerzos exploratorios han resultado negativos. Sin embargo, se proyectan tareas de prospección sobre el lecho del río de La Plata y parte de la plataforma continental.

l) Istmo Centroamericano

La tercera parte, aproximadamente, de la extensión total de América Central corresponde a terrenos sedimentarios, pero en ninguno de los países que lo constituyen se ha encontrado hasta el presente petróleo en cantidades comercialmente explotables. A pesar de ello, desde 1960 varias compañías concesionarias están efectuando tareas exploratorias en las plataformas submarinas de Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, sin que se hayan producido descubrimientos.

3. Actividades exploratorias

Como política general, los países productores de petróleo tratan en condiciones normales de incrementar sus reservas con una tasa igual o superior a la de producción, para evitar la caída de ésta a mediano plazo y el agotamiento de las reservas a largo plazo.

A pesar de que no se puede establecer una relación lineal entre las actividades de exploración y perforación y la tasa de incremento de las reservas, hay una vinculación más o menos estrecha entre ellas, principalmente a largo plazo. Examinándose la actividad geofísica en América Latina en términos de cuadrillas-meses, se nota un descenso entre 1959 y 1966 (véanse los cuadros 86 y 87).¹² Eso no significa necesariamente una caída proporcional en la superficie cubierta, pues el número de cuadrillas-meses utilizado no es perfectamente correlacionable con el área explorada. Bolivia, Brasil y Venezuela registran los descensos más marcados. Argentina presenta aumentos hasta el año 1962 y Chile, hasta el año 1963. México es el único país que presenta cifras más o menos estables, con tendencia al aumento. En Venezuela se ob-

¹² La publicación *World Oil* dejó de proporcionar esta información.

Cuadro 86

AMÉRICA LATINA: ACTIVIDAD GEOFÍSICA POR PAÍSES

(Cuadrillas-meses)

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Cuba	México	Perú	Trinidad y Tabago	Venezuela	Otros	Total
1959	355	166	317	60	107	...	264	50	6	102	51	1 478
1960	389	83	265	64	59	...	248	34	3	9	26	1 180
1961	350	42	187	70	37	...	255	20	7	7	12	987
1962	411	24	191	81	77	...	250	20	5	3	45	1 107
1963	323	41	291	94	107	—	246	17	10	12	12	1 153
1964	323	47	252	77	137	35	252	6	—	2	2	1 133
1965	279	73	282	69	79	...	292	21	2	8	27	1 132
1966	276	27	232	68	48	...	310	5	3	8	35	1 012

FUENTE: *World Oil*, 15 de agosto de cada año.

Cuadro 87

AMÉRICA LATINA: ACTIVIDAD GEOFÍSICA POR TIPOS

(Cuadrillas-meses)

	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966
Sísmico . . .	1 095	896	790	877	858	849	838	782
Gravedad . .	383	260	187	206	238	223	250	174
Magnético . .	—	24	10	8	33	36	13	12
Otros	—	—	—	16	24	25	31	44
<i>Total . . .</i>	<i>1 478</i>	<i>1 181</i>	<i>987</i>	<i>1 107</i>	<i>1 153</i>	<i>1 133</i>	<i>1 132</i>	<i>1 012</i>

FUENTE: *World Oil*, 15 de agosto de cada año.

serva un estancamiento de la actividad geofísica desde 1960, con una baja pronunciada entre 1959 y 1965.

La perforación de pozos exploratorios se ha mantenido a un mismo nivel en casi todos los países, aunque con oscilaciones y tendencias a la baja, en el período considerado, como se puede ver en el cuadro 88. Solamente Venezuela registra un descenso bastante marcado.

El total de pozos perforados por año, incluyendo los de explotación y avanzada (véase el cuadro 89), presenta un descenso más o menos sistemático en el último decenio. En Venezuela y Colombia, también se registra una reducción apreciable. En la Argentina se observa un aumento sustancial entre 1957 y 1962, para luego bajar marcadamente en los años siguientes.

Cuadro 88

AMÉRICA LATINA: POZOS EXPLORATORIOS COMPLETADOS

	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1966	1967	1969
Argentina	33	87	109	96	117	96	119	117	81
Bolivia	9	12	18	14	13	13	16	17	13
Brasil	56	92	95	76	70	76	91	109	75
Colombia	32	37	36	39	20	54	15	14	31
Chile	20	19	11	14	19	14	21	10	20
Ecuador	3	6	8	4	—	1	32	21	8
México	76	81	103	106	84	60	129	127	137
Perú	14	3	21	26	25	25	22	32	36
Venezuela	168	103	62	77	69	54	45	30	34
<i>América Latina . . .</i>	<i>411</i>	<i>440</i>	<i>463</i>	<i>450</i>	<i>417</i>	<i>403</i>	<i>490</i>	<i>477</i>	<i>435</i>

FUENTE: *World Oil* y publicaciones oficiales para algunos países.

Cuadro 89

AMÉRICA LATINA: POZOS PERFORADOS POR AÑO

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Cuba	Ecuador	México	Perú	Trinidad y Tabago	Venezuela	Total
1955	284	21	73	58	117	95	212	330	219	213	1 163	2 785
1956	310	25	45	63	138	104	151	402	199	262	1 449	3 148
1957	338	37	90	68	156	89	68	389	151	314	1 721	3 421
1958	392	36	140	74	174	61	40	379	138	295	1 184	2 913
1959	574	30	229	90	219	1	31	440	65	278	692	2 649
1960	1 167	43	233	56	173	3	72	762	150	312	444	3 415
1961	1 639	39	241	85	110	22	83	726	156	288	477	3 866
1962	1 289	48	177	111	94	20	223	639	143	280	536	3 360
1963	803	38	198	95	90	20	33	554	148	236	498	2 713
1964	506	31	233	99	78	15	52	631	137	190	621	2 593
1965	555	28	225	47	77	15	49	361	160	214	694	2 425
1966	712	52	331	39	52	...	43	297	158	268	394	2 346
1967	605	45	220	68	38	...	33	499	167	213	319	2 207
1968	523	65	209	96	54	...	40	602	135	175	438	2 337
1969	421	41	181	75	57	...	19	519	187	127	489	2 116

FUENTE: *World Oil*. Los datos son de fuentes oficiales para Chile, Ecuador, México, Trinidad y Tabago, Venezuela y Argentina.

El porcentaje de pozos de exploración terminados con relación al total de pozos perforados (véase el cuadro 90) indicaría:

i) La concentración de esfuerzos en la actividad perforadora de explotación hasta 1962-1963, que muestra la preocupación prioritaria por incrementar la producción a corto y mediano plazo.

ii) A partir de 1964 una menor perforación relativa de pozos de explotación coincidente con una mayor aplicación de modernas técnicas de recuperación secundaria, en la obtención de crudos.

Esta observación es especialmente aplicable a Venezuela, verdadero líder en métodos de recuperación secundaria.

4. Política de conservación de los hidrocarburos

Es natural que en América Latina exista como en el resto del mundo la preocupación por proteger sus recursos naturales no renovables. Esa preocupación se ha traducido en esfuerzos y normas para la conservación y la explotación racional de los yacimientos de hidrocarburos. Sin embargo, en la región solamente se han obtenido informaciones detalladas sobre la materia para Venezuela, aunque muchas de las normas allí especificadas también se aplican en los otros países.

La política de conservación, que ha venido aplicando y perfeccionando el Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, tiene su base legal en el artículo 59 de la ley de Hidrocarburos vigente, el cual, entre otras cosas, establece que los concesionarios están obligados: "A ejecutar todas las operaciones de exploración, explotación, manufactura o refinación y transporte, ciñéndose a los principios técnicos aplicables". Este artículo, cuyo contenido es sumamente amplio, se complementa con los artículos 121 y 122 del reglamento de la misma ley, y con un conjunto de resoluciones dictadas a través de los años.

En la práctica, se han venido aplicando las normas siguientes:

a) No se permite la producción de pozos de gas independiente a menos que se trate de un área donde el gas asociado producido se utilice totalmente. Los pozos de gas no asociados actualmente en producción se utilizan para suministrar gas para ventas, o para complementar proyectos de recuperación secundaria.

b) No se permite la producción de pozos de alta relación gas a petróleo y alta presión, con fines de levantamiento artificial, a menos que el gas recirculado sea recogido y recomprimido. En estos casos, siempre el sistema de levantamiento artificial está integrado a un sistema de compresión de gas para mantenimiento de presión. En áreas donde es inevitable el desperdicio de gas, se per-

mite el levantamiento artificial con preferencia al bombeo mecánico, existiendo plantas de compresión que recogen el gas de baja presión y lo llevan hasta la presión necesaria.

c) Siempre que existen en el área yacimientos a los cuales sea recomendable la inyección de gas con propósitos de mantenimiento de presión o recuperación secundaria, se obliga a que se efectúe dicha inyección. Aun en algunos casos, en que se ha comprobado que el beneficio económico es marginal, se han justificado los proyectos únicamente basados en el almacenamiento y futura utilización del gas.

d) Cuando es económicamente aconsejable, se promueve la instalación de plantas de gasolina natural.

e) Se está promoviendo la realización de proyectos industriales que utilizan como materia prima el gas natural, como algunos proyectos petroquímicos y plantas de reducción del mineral de hierro.

f) No se permite producir yacimientos de condensado a menos que se inyecte suficiente gas para mantener la presión por encima del punto de rocío. Así se evitan las pérdidas de condensados causadas por la condensación retrógrada. Aquellos yacimientos en los cuales sea anti-económica la inyección o que posean un empuje natural de agua, pueden ser producidos siempre que haya utilización total del gas en el área.

g) En yacimientos de condensado o petróleo que posean empuje natural de agua se limita su producción de acuerdo con la cantidad de agua suministrada por el acuífero.

h) En yacimientos con casquete de gas no se permite la producción de los pozos situados en dicho casquete y se cierran aquellos que son sucesivamente invadidos por su expansión.

i) En yacimientos que poseen segregación gravitacional se limita la producción a fin de hacer más efectivo dicho proceso. Estas limitaciones se aplican imponiendo una relación gas/petróleo límite basada en las características del yacimiento afectado.

j) En yacimientos a los cuales se inyecta agua o gas se controlan las tasas de producción sobre la base de los volúmenes inyectados, en forma de mantener el nivel de presión recomendado por los estudios respectivos.

k) No se permite que sean perforados pozos en exceso del número que se establece a través del espaciamiento normal de un área, especialmente entre los linderos de diferentes concesionarios.

l) Cuando existen yacimientos comunes a varias empresas es obligatoria su explotación unificada o, en casos en que esto no sea realizable, se exige que se llegue a acuerdos de producción.

Cuadro 90

AMÉRICA LATINA: POZOS EXPLORATORIOS SOBRE EL TOTAL DE POZOS PERFORADOS

(Porcentajes)

	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1966	1967	1969
América Latina	14	17	13.5	11.6	12.4	14.8	20.9	21.6	20.5

FUENTE: CEPAL, a base de datos de *World Oil*.

m) No se permite el abandono de zonas económicamente productoras por el solo propósito de abrir otras más prolíficas.

n) Se limitan las tasas de producción individuales de ciertos pozos para disminuir el efecto de avenamiento de agua o gas.

Por ser el desperdicio de gas uno de los mayores problemas de conservación que ha tenido necesidad de enfrentar Venezuela, debido al gran volumen que se produce, se ha dado siempre preferencia a la inyección de gas como método de mantenimiento de presión y recuperación secundaria, aun en casos en que teóricamente el recobro final fuese comparable o ligeramente inferior al que se pudiese obtener mediante inyección de agua. Se considera que la inyección de gas tiene sobre la inyección de agua las siguientes ventajas:

a) Se elimina la necesidad de levantamiento artificial.

b) No se necesitan instalaciones de tratamiento de emulsiones.

c) Nunca se presentan casos de incompatibilidad entre el fluido inyectado y los fluidos del yacimiento o la roca que los contiene.

d) Se almacena gas a alta presión para uso futuro. Sin embargo, a medida que se incrementa el uso del

gas con fines industriales será necesario emplear el agua como agente de recuperación secundaria, y se piensa que en aquellos casos en que las condiciones del yacimiento lo justifique, se podrá reemplazar el gas por agua en proyectos que ya están en operación.

Muy pocos han sido los casos en que un proyecto de inyección de gas haya fracasado, y en cambio son varios los que han proporcionado resultados muy por encima de las predicciones y muy por encima de lo que se hubiese podido obtener por inyección de agua.

Esta posición gubernamental ha traído como consecuencia el siguiente balance. Para el 31 de diciembre de 1969 la capacidad efectiva de todas las plantas de inyección de gas en operación alcanzaba los 96 millones de m³ por día. Existían igualmente 34 plantas de inyección de agua, las cuales inyectaban un promedio de 309 000 m³ diarios.

Existen en Venezuela grandes acumulaciones de petróleo muy pesado y viscoso, cuya recuperación primaria varía entre cero y 10%. Debido a estas condiciones imperantes, los métodos de recuperación secundaria convencionales han fracasado en incrementar la recuperación primaria y ha sido necesario utilizar los métodos de recuperación térmica, tales como combustión *in situ* e inyección de vapor de agua, directa o alternada.

Capítulo V

TENDENCIAS DE LAS POLÍTICAS PETROLERAS DE AMÉRICA LATINA (A través de sus sistemas jurídico-institucionales)

1. Aspectos generales

Es muy difícil efectuar un estudio completo sobre comparación de leyes y contratos en materia de hidrocarburos para los países de América Latina, no sólo por la amplitud del tema sino además por su carácter permanentemente dinámico. El presente examen se basa en los cuadros que van al final del capítulo, resultado de una investigación preliminar que está lejos de considerarse exhaustiva o exenta de imprecisiones.

Los elementos básicos de la industria petrolera son los propios de toda actividad extractiva: recurso natural, trabajo, capital y dirección empresarial. De manera similar a cualquier sector de la industria minera, sus resultados están sometidos a un grado importante de incertidumbre en la etapa exploratoria y menor en las fases sucesivas de desarrollo, producción, refinación, transporte y comercialización.

En el panorama universal muy rara vez se hallan estos elementos reunidos íntegramente en manos privadas, como sucede en algunos lugares de los Estados Unidos y Trinidad y Tabago donde los propietarios de la tierra también son dueños del petróleo subyacente. En los países de América Latina, los Estados se han reservado el dominio del recurso natural, sea para explotarlo directamente asumiendo los riesgos pertinentes, sea para concederlo a los particulares o contratar con ellos a cambio de las correspondientes retribuciones.

Cuando todos los factores de la producción se concentran en el Estado, la política se instrumenta principalmente mediante normas administrativas internas con distinto grado de rigidez según sean impuestas por el poder constituyente, el legislativo, el ejecutivo, u órganos dependientes o independientes de aquél. También tiene importancia en este caso determinar en qué etapa cesa la actividad estatal y comienza la privada, y la naturaleza de las relaciones entabladas entre el Estado-empresario y los particulares, sean éstos proveedores de servicios, equipos o materiales.

La simplicidad de las relaciones jurídicas y administrativas que generan los casos precedentes desaparece cuando los factores de la producción pertenecen a distintos propietarios. En este caso esas relaciones se multiplican, entrelazan y hacen más complejas.

Si para manejar todos los factores de la producción, el Estado tiene que proceder a su adquisición libre o forzada, surgen frente a los particulares otras relaciones subordinadas (expropiación, contratación de empréstitos, tributación, formación de profesionales, etc.).

La situación generalmente es compleja y América Latina no constituye excepción en este aspecto. El dominio del recurso se atribuye al Estado, que a veces desconoce

total o parcialmente su existencia, ubicación y magnitud y no desea afrontar el riesgo minero. Recurre entonces al capital y actividad privadas, que corren ese riesgo a cambio de una retribución, en petróleo o en dinero, proporcional al éxito de las labores. (Véanse los cuadros 91, 92, 93, 94, 95 y 96.)

El descubrimiento de petróleo ha provocado en los países de América Latina actitudes distintas —tanto comparados entre sí como con los de otras regiones— las que guardan estrecha relación con las circunstancias particulares de carácter técnico, económico, financiero, tributario, social, histórico y político imperantes en cada caso. Algunas de las metas determinadas por esas circunstancias han sido una o varias de las siguientes: a) asegurar el abastecimiento interno como medio de contribuir al desarrollo económico; b) obtener ingresos fiscales; c) incrementar el valor agregado nacional y crear fuentes de trabajo, y d) mejorar el balance de pagos.

La incertidumbre respecto del recurso natural es una característica que acompaña y domina a toda la política petrolera, cuya correcta formulación exige un inventario y una evaluación previos del recurso.

Históricamente ello no ha sido posible, ni en la gestión privada ni en la estatal. Generalmente las necesidades financieras determinan que las etapas productivas sigan tan de cerca a la investigación que se dificulta la programación a largo y aun a mediano plazo.

Precisamente el paso del liberalismo al estricto monopolio del Estado en México y la suspensión del otorgamiento de concesiones por Venezuela, coincidieron con una madurez tal de la industria que permitió a ambos países tomar conciencia del valor de sus yacimientos. El llamado argentino al capital privado en 1959 coincidió con el descubrimiento de reservas suficientes para lograr un autoabastecimiento que el Estado deseó materializar a corto plazo.

La complejidad de estas circunstancias explica los cambios y fluctuaciones de las políticas petroleras nacionales; provoca constantes reformas de la estructura administrativa y legal, y plantea problemas de técnica administrativa y legislativa para proporcionar los instrumentos adecuados a tal movilidad.

Es indudable también la influencia de las políticas adoptadas por otros Estados (consumidores, exportadores de capital, o aun productores), no sólo por efecto de demostración, sino porque ellas condicionan la oferta y la demanda mundiales de petróleo y derivados, de capitales y la actividad empresarial. El Estado, para alcanzar sus metas políticas y económicas, elige procedimientos y los instrumenta en normas jurídicas y administrativas

RÉGIMEN DE LA EXPLORACIÓN

País	Reconocimiento o prospección	Duración máxima (en años)				Límite de superficie		Permisos
		Zona	Prórrogas		Por unidad de concesión	Por persona		
Argentina ^a	Cualquier persona civilmente capaz puede obtener permiso para reconocimiento superficial de la autoridad y del Superficiario (Arts. 14/15 L. 17319/67)	Tierra firme	9	5	100 unidades de 100 km ² c/u	5 permisos (Art. 25 id)		
		Submarinas	12	5	150 unidades de 100 km ² c/u (Arts. 24/25 id)			
Colombia	La de tierras públicas es libre. La de tierras particulares requiere aviso previo (Art. 19 CP)	Occidental	3	—	3 000 a 25 000 has	Nada se establece		
		Oriental	4	—	3 000 a 100 000 has			
		(Art. 8 L. 10)		(Art. 6 L. 10)				
Perú (Sólo rige para concesiones anteriores a 1969)	Discrecionalmente se otorgan permisos no exclusivos para estas actividades a quienes tengan la capacidad técnica y económica (Art. 20 LP)	Costa	3	2	1	20 000 has	Directamente	Mediante licitación
		Sierra	5	2	2	20 000 has	20 unidades	20 más
		Oriente	6	2	2	50 000 has	20 unidades	20 más
		(Art. 23 LP)		(Art. 27 LP)		(Art. 28 LP)		
Trinidad y Tobago	Puede practicarse mediante licencia de exploración no exclusiva	Licencia de exploración. 3 años prorrogables a discreción por períodos iguales en todo o en parte. (Petroleum Regulations, Sec. 13, 20/1/1970)				Se establecen en cada caso		
Venezuela	Es libre la exploración superficial siempre que las perforaciones no superen los 100 m. Previamente debe avisarse al Ministerio de Minas e Hidrocarburos. El Ejecutivo Nacional puede prohibir la exploración de determinadas zonas (Art. 2 LM)	3 años (Art. 17 LH)			10 000 has (Art. 7 inc. 1 LH)	Nada se establece		

^a Los permisos de exploración sólo se otorgan sobre zonas en que no se haya probado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercial

OR PARTICULARES

concesión de exploración					
Inversión mínima anual (por ha)		Otras obligaciones	Obligaciones pecuniarias	Derechos	Autoridad de aplicación
Inicial	Prórroga				
	La que se convenga (Art. 20 id)	Deslindar el área, realizar trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y las técnicas más eficientes (Art. 20 id). Emplear un mínimo del 75 por ciento de personal local (Art. 71 LH). Suministrar información (Art. 70 LH). Reducir el área (Art. 26 LH).	V	Buscar hidrocarburos (Art. 16 id). Ceder los derechos con autorización previa del PE (Art. 72 LH). Obtener una concesión de los hidrocarburos que descubra (Art. 17 LH)	Poder Ejecutivo. Secretaría de Estado de Energía y Minería (Arts. 2, 97 y 98 LH). Tribunal arbitral (Arts. 85/86 LH). Poder Judicial (Art. 89 id).
		Perforación mínima: 2000 m por año 4000 m por año de prórroga. Deben iniciarse por lo menos seis meses antes de la expiración de la etapa exploratoria (Art. 8 L. 10)	E A S E	Automáticamente se transforma en concesión de explotación. El concesionario debe abandonar la mitad del área (Art. 26 CP)	El Ministro firma los contratos de concesión, sujetos a la aprobación del Presidente de la República previa vista al Consejo de Estado. Cláusula arbitral (Art. 11 CP)
15 S/o	Quando el concesionario invirtió en la costa o en plataforma continental está exento de invertir en Oriente por tres años	Levantamiento topográfico. Estudio geológico con métodos de técnica moderna (Arts. 86 D.R. y 41 LP)	E L C U A D	Utilizar todos los medios científicos de transporte, establecer campamentos, edificios, terminales y puertos, constituir servidumbres, expropiar, captar agua, y extraer materiales de construcción (Arts. 23, 108 y 55). Obtener concesiones de explotación no superiores al 50% del área de su concesión (Art. 26 LP) No puede darse curso a solicitudes posteriores superpuestas (Art. 29 LP)	(Arts. 20 y 38 LP) El Ministerio de Fomento reglamenta y supervisa los trabajos de reconocimiento. (Art. 22 LP) Recibe los pedimentos de concesión de exploración (Art. 30 LP). Resuelve las oposiciones con recursos ante el PE y luego el contencioso administrativo (Art. 36 LP)
	Se acuerda en cada caso (Sec. 42/43, Petroleum Regulation, 20/1/1970)	Cumplir las especificaciones técnicas de la ley (Sec. 42/43, Petroleum Regulations, 20/1/1970)	R O 93	Los concesionarios de exploración y producción que han cumplido sus obligaciones tienen derecho al otorgamiento de una concesión de explotación (Sec. 15 Pet. Act.) Los concesionarios de exploración no gozan de exclusividad (Sec. 14 id).	Ministerio de Petróleo y Minas. El Gobernador puede suspender las operaciones, imponer la venta de productos al estado, intervenir empresas y reglamentar la ley. Al arbitraje (nacional) se recurre en algunos casos (Pet. Act. Sec. 17 (6) 35 (a y e) 29, 20/21)
				Explorar con todos los medios. Dividir la mitad de su área en "pertenencias" de explotación de 500 has c/u (Arts. 17/18 LH) Tiene derecho preferente al 50% restante (Arts. 24 LH)	El Ministerio de Minas e Hidrocarburos fiscaliza las concesiones a través de la Oficina Técnica de Hidrocarburos (Arts. 98 y 55 D.R. 260/60). Las concesiones las otorga el Ejecutivo Nacional (Arts. 12 y ss. LH) previa autorización legislativa (Arts. 126 CN). Contra diversas resoluciones presidenciales y ministeriales se otorga recurso para ante la Corte Federal (Arts. 89/91 LP)

mente explotables (Arts. 9 y 24 LH).

País	Autoridad de aplicación	Reserva zonas vedadas	Prerrequisitos	Criterios para la selección del concesionario	Duración máxima	Superficie máxima																					
ARGENTINA	Presidente de la nación a través del Ministerio de Obras Públicas.	Las reservadas para empresas estatales		Mayor conveniencia de los intereses de la Nación.	25 años renovables por 10 más.	1 250 km².																					
COLOMBIA	El Ministro firma los contratos de concesión, sujetos a la aprobación del Presidente, previa vista del Consejo de Estado. Cláusula arbitral (Art. 11 CP).	Pueden establecerse reservas y aportarlas a ECOPETROL para que las explore directamente o asociándose al capital público o privado (Art. 12 L. 20 22/12/1969)	Los extranjeros deben renunciar a reclamaciones diplomáticas. Los gobiernos extranjeros y sus empresas son incapaces salvo convenio internacional que vede la intervención del país de origen del concesionario y compromiso del mismo a renunciar a la protección diplomática y someterse a la justicia colombiana (Art. 22 CP ref. L 10/61).	Discrecionalidad (Art. 22 L. 10). Por orden de preferencia. 1. Primer solicitante que haya cumplido tareas de reconocimiento superficial. 2. Superficial. 3. El explorador que efectúe labores más próximas. 4. El solicitante del área más extensa (Art. 21 CP). Las áreas renunciadas por los concesionarios durante el primer año se subastan.	Región occidental: 30 años. Región Oriental: 40 años. En ambos casos prorrogables por 10 años a opción del concesionario (Art. 24 CP).	La mitad de la superficie de la concesión de exploración. No determina la cantidad máxima de concesiones. (Ver cuadro II).																					
PERÚ	La justicia de Lima resuelve las cuestiones entre concesionarios y el Estado (Art. 12 LP).	Para extranjeros, 50 km. de la frontera (Art. 9 LP).	Los extranjeros deben cumplir los siguientes requisitos: a) Estar matriculados en Perú (Art. 7 LP). b) Constituir domicilio en Lima (id). c) Designar mandatario peruano (id). d) Someterse incondicionalmente a la legislación peruana renunciando a la protección diplomática (Art. 12 LP). Las compañías que se constituyen con capitales extranjeros deben ofrecer por lo menos un 30 por ciento de sus acciones a peruanos (Art. 17 LP). Se considera peruana una sociedad el 60 por ciento de cuyo capital pertenezca a peruanos nativos o naturalizados con 20 años de residencia, domicilio actual y	Discrecionalidad (Art. 18 LP). El concesionario de exploración tiene derecho a una concesión de explotación sobre el 50 por ciento del área concedida. La concurrencia cronológica entre una solicitud de explotación y una de exploración se resuelve a favor de la primera, entre dos del mismo tipo se otorga a la mejor oferta (Art. 55 LP).	<table><tr><th colspan="3">Años</th></tr><tr><th>Zona</th><th>Inicial</th><th>Final</th></tr><tr><td>Costa*</td><td>40</td><td>20</td></tr><tr><td>Plataforma</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Continental</td><td>40</td><td>25</td></tr><tr><td>Sierra</td><td>45</td><td>25</td></tr><tr><td>Oriente . .</td><td>50</td><td>25</td></tr></table> (Art. 42 LP).	Años			Zona	Inicial	Final	Costa*	40	20	Plataforma			Continental	40	25	Sierra	45	25	Oriente . .	50	25	En el Oriente: 25 000 máximo. En el resto del país 10 000. Se otorgan hasta 10 concesiones por persona y por zona (Art. 53 LP). Extensiones mayores se conceden mediante licitación (Art. 54 LP) hasta un total de 100 000 has. en Oriente y 400 000 en el resto del país (Art. 100).
Años																											
Zona	Inicial	Final																									
Costa*	40	20																									
Plataforma																											
Continental	40	25																									
Sierra	45	25																									
Oriente . .	50	25																									

DE EXPLOTACIÓN

Concesión de explotación						
Obligaciones						
Perforar	Pecunia- rias	Otras	Derecho	Revocación	Cesión	Extinción
					Sí. Con conformi- dad del Poder Eje- cutivo.	
2 000 m. por año. 4 000 m. por año, prórroga. Debe comenzar por lo menos 6 meses antes de la expira- ción del período ex- ploratorio. El concesionario de- be afianzar suficien- temente el cumpli- miento de esta obli- gación (Art. 24 CP Prof. por L. 10, Art. 8).	V É A S E E L C U A D R O	Abandonar la mitad del área durante el pri- mer año de vigencia (Art. 10 L. 10). Abastecer preferente- mente a las refinerías locales (DL 1659/64 Art. 3). Mantener el ritmo de producción legal (Art. 24 CP).	Disponer del petróleo extraído, inclusive ex- portarlo, sin otra res- tricción que importar parte de la divisa ob- tenida en caso de pro- ducirse problemas en la balanza de pagos na- cionales.	No (Art. 5 CP) y argumento (Art. 68 CP).	Sí. Con acuerdo del concedente (Art. 22 CP, modif. L. 10/ 61).	Falta de pago del canon. Falta de trabajo le- gal o inversión de capital. Desacuerdo entre co- concesionarios. Rechazo del arbitra- je. Falta de oficinas en la capital. Quiebra del conce- sionario. Cesión prohibida a estado extranjero o sus empresas (Art. 68 CP).
94						
Nada se establece.		1. Abastecer preferen- temente al mercado in- terno especialmente las necesidades de la de- fensa nacional a los precios oficiales. Estos precios deben asegurar un provecho razonable (Art. 117 LP). 2. Pagar en especie el 20 por ciento de los derechos de exporta- ción de determinados derivados cuando así lo determine el gobierno (id.). 3. Emplear preferente- mente personal peru- ano (Art. 119 LP). 4. Evitar daños y de- rroches (id.). 5. Llevar contabilidad separada y proporci- onar toda la informa- ción requerida sobre hechos y notificaciones por el decreto (Art. 120 LP). 6. Informar anualmente sobre la marcha de los trabajos (Art. 277 y 278 D.R.).	1. Explotar exclusi- vamente el petróleo. Es un derecho real (Art. 5 LP). 2. Hipotecar la conce- sión (id.). 3. Constituir servidum- bres. 4. Pedir autorización para usar materiales de construcción y los hi- drocarburos que descu- bra. 5. Exención del 5 por ciento de los derechos aduaneros; los prime- ros 30 años de conce- siones otorgadas en la sierra o el Oriente (Art. 113 LP). 6. Importación tempo- ral de equipos y ma- teriales libres de der- chos (Art. 116 LP). 7. Manufacturar, refi- nar, almacenar, trans- portar y vender el pro- ducto extraído (Art. 43 LP). 8. Tales derechos son irrevocables.	No (Arts. 5 y 18 LP).	Se admite con per- miso del Poder Eje- cutivo que puede negarle por razones de interés nacional (Art. 13 LP). Debe pagar un impuesto del 5 por ciento del valor de la cesión.	Violación de la ley (Art. 125 LP). Superposición (id.). Deuda de canon (Art. 126 LP). Incumplimiento de obligaciones (id.). Expiración, término (Art. 127 LP). Abandono (id.). Perención de ins- tancia (Art. 128 LP). El concesionario go- za de preferencia en caso de nueva adjudicación (Art. 131 LP).

(Continúa)

<i>País</i>	<i>Autoridades de aplicación</i>	<i>Zonas vedadas</i>	<i>Prerrequisitos</i>	<i>Criterios para la selección del concesionario</i>	<i>Duración máxima</i>	<i>Superficie máxima</i>
P E R Ú (Cont.)			herederos peruanos; 2/3 del Directorio (si son S. A.) reúnan esa calidad y las acciones sean nominativas (Art. 6 LP).			
T R I N I D A D Y T A B A G O	Ministerio de Petróleo y Minas.	Las que establezca el Gobierno y las instalaciones de uso público (Sec. 30 Petroleum Regulations).	Ser residente o instalar una oficina y tener un representante en el país (Sec. 23 Petroleum Act.). Para obtener licencias en tierras concedidas hasta el 30/1/1902 sólo se otorgan a sus propietarios (id. Sec. 4).	Discrecional. Salvo el caso de las tierras concedidas antes del 30/1/1902 (id. Sec. 4).	En tierras concedidas antes del 30/1/1902: 20 años renovables por periodos iguales. En las demás tierras y áreas submarinas: 6 años renovables parcialmente por 25 y luego por periodos de 5. Se incluye el período exploratorio (Petroleum Regulations Sec. 13/14).	Surge del acto de concesión.
V E N E Z U E L A	Otorga la concesión el Ejecutivo Nacional, previa aprobación por ley del Congreso (Art. 126 CN). La Oficina Técnica de Hidrocarburos del Ministerio de Minas e Hidrocarburos fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones (Arts. 98 y 55 DR, 260/60).	El Ejecutivo Nacional suspendió el otorgamiento de concesiones.	<i>Subjetivos</i> Capacidad para contratar (Art. 3 LH). Las empresas extranjeras deben domiciliarse en el país de acuerdo con el Código Com. (Art. 6 L.M. y Arts. 354 y 355 Cód. Com.). Carecen de capacidad e indica los Estados extranjeros y las empresas que de ellos dependen (Arts. 6 LH). <i>Objetivos</i> Se otorgan sobre reservas nacionales o los sobrantes del Art. 18 LH.	El otorgamiento de cualquier concesión es potestativo. (Arts. 5 y 22 LH y 126 CN). El concesionario de explotación tiene derecho a la concesión en explotación del 50 por ciento del área (Art. 18 LH). También tiene derecho preferente ofreciendo igualdad de condiciones al 50 por ciento remanente (Art. 24 LH). En los demás casos se aceptará la proposición más favorable para los intereses de la nación a juicio del Ejecutivo Nacional (Art. 25 LH).	40 años renovables por 40 más (Art. 80 LH).	La otorgada como consecuencia de un permiso de exploración no puede exceder la mitad del área original y debe dividirse en unidades de explotación de 500 has. (Art. 18 LH). En las otorgadas directamente queda al arbitrio del Ejecutivo Nacional evitar concentraciones de parcelas que puedan resultar inconvenientes a los intereses nacionales (Art. 22, LH).

cuya finalidad inmediata es proteger el recurso y asegurar la actividad productiva.

El análisis de los regímenes petroleros implantados por los países latinoamericanos es esencial para interpretar la política seguida en esta materia y estudiar las alternativas para la acción futura, sobre bases técnicas y económicas objetivas.

Los países latinoamericanos han establecido el domi-

nio estatal sobre los yacimientos, con distintos alcances. Coexisten la actividad pública y la privada, en variada escala según la fase de la actividad petrolera, y su importancia relativa ha experimentado cambios a través del tiempo.

Los países productores, tanto los que practican el monopolio estatal como los que otorgan concesiones, han creado organismos estatales especiales.

Conclusión)

Concesión de explotación						
Obligaciones						
Perforar	Pecunias	Otras	Derecho	Revocación	Cesión	Extinción
		7. Presentar el programa para el año siguiente (Art. 279 D.R.).				
Nada se establece.		Invertir las sumas que fije la licencia. Suministrar informaciones. Reducir al 50 por ciento la superficie concedida antes del 60. año. V E E A S E E L Explotar racionalmente el petróleo que descubre y entregar el gas. Instalar una refinería para procesar el 50 por ciento de su producción cuando llegue a cierto volumen y refina la totalidad en el país. Rige para las tierras no concedidas antes del 30/1/1902. (Petroleum Reg. Sec. 44/46, 81/82, 50/54).	Extraer y disponer del petróleo que encuentre salvo caso de emergencia nacional en que deberá venderlo al Estado. Ejercer los derechos de servidumbre y ocupación anexos. (Petroleum Act. Sec. 15, 25/27, 35).	No se prevé, pero si la caducidad por incumplimiento (Sec. 17 Petroleum Act.).	Sí. Previo permiso de la Autoridad. (Sec. 28/29 Petroleum Regulations).	Vencimiento del término. Abandono total o parcial (Sec. 87 Petroleum Regulations).
Nada se establece.		1. Suministrar información (Arts. 60 y 61 LH). U A D R O 94 2. Comunicar los planes de labor del año que se inicia (Art. 107, Reglamento LH). 3. Operar técnicamente evitando daños y desperdicios (Art. 59, incisos 3/5 LH). 4. Someterse a la fiscalización técnica y contable de la autoridad (Art. 68 LH). 5. Sometimiento a la justicia venezolana (Art. 4 LH).	1. Explotar y disponer del petróleo. Este es un derecho real inmobiliario susceptible de hipoteca (Art. 3 LH). 2. Construir las instalaciones necesarias y generar la energía eléctrica necesaria. (Arts. 26 y 57 LH). 3. Constituir servidumbre, comprar y expropiar terrenos (Arts. 52 y 55 LH) y extraer maderos y leñas (Art. 54 LH).	No (Art. 3 LH).	Se admite libremente pero si el concesionario posee más de 300 000 has. en explotación o 150 000 en explotación, es menester el permiso previo del Ministro de Minas e Hidrocarburos (Arts. 63 y 64 LH).	Falta de pago del canon o sellos (Arts. 69/71 LH). Falta de presentación de planos (Art. 72 LH). Expiración, término (Art. 80 LH). Renuncia (Art. 81 LH). Superposición con otra concesión anterior (Art. 82 LH). Incapacidad legal del concesionario (Arts. 79 y 83 LH).

En algunos casos estos organismos, surgieron para explotar yacimientos descubiertos por el Estado, no concedidos a particulares (Argentina); en otros para buscar yacimientos y explotarlos (Chile y el Brasil); y en otros para proseguir explotaciones iniciadas por particulares (Bolivia, México, Colombia, Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela). Pese a su variado origen todos gozan actualmente de similares atribuciones. La única diferencia

entre ellos reside en la exclusividad que se les ha otorgado en algunos países, para una parte o para todas las actividades de la industria petrolera.

La autorización otorgada por algunas legislaciones para crear empresas subsidiarias con capital enteramente estatal o mixto ha sido limitadamente ejercida por las empresas brasileña, chilena y mexicana. Tampoco la empresa mixta ha sido acogida en la práctica, no obstante haberla

ALGUNAS FÓRMULAS CONTRACTUALES DE INTERVENCIÓN DE LA EMPRES.

País		Contratos prohibidos	Modalidad contractual	Contraparte de la empresa privada	Prerrequisitos subjetivos	Criterios para la elección del contratista	Duración máxima	Área máxima
A R G E N T I N A	Contratos celebrados entre 1958 y 1961.	Los que contengan lesiones de la independencia nacional o que de cualquier modo pudieran gravitar en la autodeterminación de la Nación (Art. 4. L. 14773).	Contrato atípico. Su naturaleza ha sido muy discutida por la doctrina.	YPF con aprobación del Poder Ejecutivo.	Los determinados YPF.	Discrecional; con la aprobación del P. Ejecutivo.	De 15 a 40 años.	Variable.
	L. 17319. N. 23/6/1967.		Los más adecuados para el desenvolvimiento de sus actividades (Art. 95 LH).	YPF; gas del Estado y las que los sucedan o reemplacen y están bajo control permanente del Estado (Art. 96 LH).		N	A	D
B O L I V I A			Contrato de operación.	YPFB.	No hay.	Discrecional.	30 años (Art. 27 DL 10170, 28/3/1972). Los 4 primeros años son exploratorios (Art. 28 id.).	Hasta 20 000 has. por lote (Art. 24 DL 10170, 28/3/72). Hasta 4 lotes por persona (id. 26).
			Contrato de servicio petrolero.	YPFB o el contratista de operación.	Acreditar capacidad técnica. Inscribirse en registro. Las empresas foráneas, dar garantías (Art. 54 id).	Se da preferencia a empresas nacionales (Art. 55 id.).		
C O L O M B I A	Contrato con Tennessee Colombia, S. A. (1964).		Contrato atípico de exploración y explotación.	Ecopetrol.	Los determinados Ecopetrol.	Discrecional.	Exploración: 6. Explotación: 25.	1 164 km².
E C U A D O R	Ley 1459 del 27 de septiembre de 1971.		Contrato de Asociación.	CEPE.	No hay.	Discrecional.	Exploración: 5 años. Explotación: 20 años prorrogables por 10 más (Art. 21 L. 1459).	Hasta 200 000 hectáreas por contrato (Art. 18 L. 1459).

RIVADA EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN O DESARROLLO DE POZOS

Del contratista		Tratamiento impositivo	Abandono	Rescisión	Moneda	Jurisdicción
Obligaciones	Forma de retribución					
Asumir el riesgo minero. Reducir periódicamente el área en algunos contratos. Invertir capital mínimo.	En dinero y en proporción al volumen extraído.	YPF asumía el pago de los impuestos a cargo de los contratistas.	Sólo a partir de un momento predeterminado.	No. Cláusula penal a favor de los contratistas.		Justicia argentina o arbitraje con árbitro tercero designado por el Presidente de la Corte Suprema o de la República. El Poder Ejecutivo planteó la nulidad de todos los contratos ante la justicia, pero luego transó.
S	E	P	R	E	V	É
Asumir el riesgo minero (Art. 20, DL 10170, 28/3/1972). Reducir el área al 50% al concluir el período exploratorio (Art. 25 id.). Cumplir el programa de exploración e inversión estipulado (Arts. 28/30, id.). Hacer la obra o prestar el servicio (Art. 52 id.).	En especie.	Sólo se paga regalía del 20% en dinero (Arts. 57/60 DL 10170/72) y las cargas sociales (Art. 65, id.).	Sí. Dentro del período exploratorio o de los 3 años de su prórroga cumpliendo el programa de exploración o pagando la parte no cumplida (Arts. 32/34, id.).	N A D A S E P R E V É		
	En dinero.	Pagan impuesto a las utilidades (Art. 61, id.).				
Asumir el riesgo minero. Explotar los yacimientos descubiertos.	En especie.	Las cargas sobre exploración y explotación se pagan antes del reparto del petróleo. Las que afectan rentas o patrimonios se tributan por cada parte separadamente.	Sí, después de haber invertido en exploración y la prospección sísmica.	No. Sólo por incumplimiento o falta de la contratista.		Justicia local.
Asumir el riesgo minero (Art. 12 L. 1459). Reducir el área al 50% o al 40% al concluir el período exploratorio (Art. 18, id.). Invertir 200 sucres anuales en el período exploratorio y 1 000 en los tres primeros años del de explotación. Las inversiones sucesivas se convendrán en cada caso. Perforar un mínimo de metros (Art. 23, id.). Entregar parte de la producción a	Participación en los resultados de la producción que se estipule en el contrato (Art. 13 L. 1459).	Pagos mínimos: 1) Prima de entrada: 50 sucres; 2) Derechos superficiales (canon) anuales por hectárea: a) Exploración: 10 sucres; b) Explotación: 50 sucres los 5 primeros 5 años, luego 100 sucres; 3) Regalía: 12.5% (gas: 16); 4) Derechos anuales por uso de agua y materiales de construcción del Estado: a) Exploración: 200 000 sucres;	Sí. Dentro del período exploratorio si no se descubren reservas comercialmente explotables (Art. 22 L. 1459).			Tribunales del país (Art. 24 L. 1459) o arbitraje en el país (Art. 85, id.).

(Continúa)

País	Contratos prohibidos	Modalidad contractual	Contraparte de la empresa privada	Prerrequisitos subjetivos	Criterios para la elección del contratista	Duración máxima	Área máxima
E C U A D O R		Contrato de prestación de servicios.					
(Cont.)							
M E X I C O	Los que otorgan porcentaje de los productos o participación en utilidades (Art. 6 L. 27/11/1958).	Locación de obras y prestación de servicios (Art. 6 L. 27/11/1958).	PEMEX.		Discrecional.		
P E R Ú	Bases de concertación de operación por Petroperú.	Contrato de operación.	Petróleos del Perú (Petroperú). Intervienen el Estado y el Banco Central de Reserva del Perú.	Discrecional a criterio de Petroperú (Base 17). El Poder Ejecutivo aprueba el proyecto de contrato.		35 años (incluidos 4 con opción a 3 más).	Hasta la mitad de la superficie de exploración a opción de la contratista (Base 2.2).
V E N E Z U E L A	L. 7/8/1967 de reformas a la ley de hidrocarburos.	Convenios cuyas modalidades deben aprobar los poderes Ejecutivo y Legislativo (LH).	Institutos autónomos y empresas estatales incluso CVP (LH).	Domicilio o nacionalidad venezolana (Art. 3 LH modif., L 7/8/1967).	Discrecional del Poder Ejecutivo en Consejo de Ministros previa aprobación legislativa de las bases y opinión del Consejo nacional de la Energía (LH).	Hasta 25 años. Puede llegarse a 30 con acuerdo legislativo (Art. 3 LH modif. L. 7/8/1967).	Surge del Convenio.
	Licitación del Área sur del L ^o Maracaibo (1968).	Contrato de servicio directo.		Id. y comprar a CVP la información sistémica del área.		Exploración: 3 años. Explotación: 20 años.	5 bloques de 50 000 c/u.

conclusión)

<i>Del contratista</i>		<i>Tratamiento impositivo</i>	<i>Abandono</i>	<i>Rescisión</i>	<i>Moneda</i>	<i>Jurisdicción</i>
<i>Obligaciones</i>	<i>Forma de retribución</i>					
plantas del país (Art. 30, id.). Entregar el gas (Art. 31, id.).		b) Explotación: 500 000 sucres; 5) Inversión en obras en el período de explotación: 200 sucres por hectárea (Arts. 41/53, id.).				
Realizar labores aportando capitales y equipos (Art. 15 L. 1459).	La que se convenga (Art. 15 L. 1459).					
Realizar la obra o prestar el servicio	En dinero.					Justicia Federal (Art. 17, Ley 23/1/1971).
Asumir el riesgo minero. Realizar durante los 4 primeros años un programa que comprenda estudios fotogeológicos, geológicos y sísmicos y perforar el mínimo que determina el contrato (Base 4.1). Vender a Petroperú o al Estado toda parte del producto que le corresponda para enjugar el déficit nacional (Base 8.2).	En petróleo o gas, en proporción al volumen extraído (Base 8.1).	La contratista paga el impuesto a la renta que prevé la ley de Petróleo (ver cuadro 94), y los impuestos y contribuciones que prevén las leyes peruanas (Base 10).	En cualquier momento. Si lo hace durante el período exploratorio deberá realizar o pagar determinados trabajos (Bases 4.3, 4.4 y 4.6).	Nada se prevé.		Jueces de Lima (Base 12).
Asumir el riesgo minero. Las que se pacten. Reducir la zona original al 20% y entregar las tierras, obras, instalaciones, accesorios y equipos a la conclusión del convenio (LH).	En dinero o en especie en proporción. Surge del Convenio.	El de las empresas privadas de explotación (LH).	SURGEN DE CADA CONVENIO			Justicia local (Art. 3 LH).
Id. y explotar el petróleo que descubre, vender el que extraiga, pagar los impuestos de la LH, otorgar a CVP un bono, una participación en la empresa, una suma igual al 5% de la regalía y una participación en caso de muy alta rentabilidad del yacimiento, y un porcentaje del petróleo.	El beneficio resultante del precio de venta menos los costos que incluyen los gastos indicados en la columna anterior.	Id.	Sí. Cancelando a CVP, por lo menos el 58% de las inversiones necesarias para completar el programa acordado.	No		Justicia local.

SISTEMA TRIBUTARIO
PARTE I. PAÍSES QU

País	Concesión de exploración					Concesión			
	Canon por Ha.			Canon		Regalía	Reducciones de canon y regalía	Impuesto sobre las utilidades	
	Zona	Anual	Prórroga	Inicial	Anual				
Argentina		Periodos			m\$ n 20 000 por km² (Art. 58 L.H.).		12% (Art. 59 L.H.). 15% durante el período de exploración (Art. 21 L.H.).	El PE puede reducirlo al 5% (Art. 59 L.H.).	55% (Art. 56 cid) El PE puede reducirlo hasta el 47% por 10 años a favor de los permisos concesiones otorgadas dentro de los 18 meses de la vigencia de la L. 17319 (Art. 103 L. H.).
		1º	2º	3º					
		500	1 000	1 500					
		Anuales en m\$ n por km². En período de prórroga se paga de m\$ n 10 000 a m\$ n 100 000 (Art. 57 L. 17319, 23/6/67).							
		Reajustables por el PE sobre la base de las variaciones del precio del crudo nacional en el mercado interno (Art. 102 L.H.).							
Colombia	Oriental	Escala progresiva desde US\$ 0.10 el primer año hasta US\$ 1.00 el sexto y siguientes (Art. 26 CP ref. L. 10/16/3/1961, Art. 9).			Se fija en la suma abonada el último año de la etapa exploratoria (Art. 26, id.).		11.5% (Art. 13 L. 10). 14.5% (id.).	En la Región Occidental las concesiones que entren en producción comercial antes del 31/12/1970 pagan sólo el 7% de regalía durante 10 años (Art. 13 L. 10). Se acuerda una reducción del 50% del canon cuando se ha perforado durante 300 días al año (Art. 9 id.).	El complejo sistema tributario sobre la renta exige múltiples operaciones para calcular su incidencia sobre los beneficios. No surge del Código petrolero.
	Resto del país	Escala progresiva desde US\$ 0.20 el primer año hasta US\$ 5.00 a partir del sexto (id.).							

permitido la ley en algunos casos y promovido en otros. En la Argentina no se constituyó ninguna de las sociedades mixtas sobre las que legisla expresamente su Código de Minería, pero sí por la resultante de la Ley 17139 de 1967. Venezuela y Bolivia tampoco lo han hecho, no obstante estar facultadas para ello. Los accionistas privados en PETROBRAS (Brasil) no han adquirido tal carácter en forma voluntaria, sino por imposición legal. El poder ejecutivo colombiano creó una empresa estatal, no obstante estar facultado para crear una sociedad mixta, y el Perú prohibió a su empresa estatal crear sociedades mixtas (DL 14473/63).

Cuando en un país se ha implantado el monopolio estatal, se han respetado los derechos existentes. En Méxi-

co, donde la estatización fue absoluta, se transformaron tales derechos en compensaciones pecuniarias. En los demás casos en que se ha implantado (Argentina, Brasil, Chile) y en Venezuela, cuya política aspira a concentrar en su agencia estatal (CVP) toda nueva actividad petrolera, se ha procurado no alterar las situaciones jurídicas anteriores.

En algunos países, como Cuba y México, el monopolio abarca toda la actividad petrolera; en la Argentina abarca sólo la exploración y explotación. En el Brasil y Chile la comercialización queda excluida del monopolio.

Aun en los casos de monopolio estatal absoluto, se ha buscado el concurso del capital privado mediante contratos de operación o de prestación de servicios (México,

PARTO DE BENEFICIOS
ORGAN CONCESIONES

Explotación							
Deducción por agotamiento sobre la producción bruta	Otros impuestos	Exenciones impositivas	Refinación	Transporte	Importación	Exportación	Disposiciones cambiarias
	Aduaneros, recargos cambiarios, ganancias eventuales y ventajas especiales pactadas (Art. 56 L. H.).	De nuevos impuestos provinciales y municipales, salvo retributivos de servicios, las contribuciones de mejoras e incremento general de impuestos (Art. 56 a L.H.).					
Ordinaria: 0% de las entradas brutas deducidos los impuestos y regalías hasta el 35% del rédito neto (Art. 9 D. 1348/61).	Los yacimientos de dominio privado pagan un impuesto equivalente a: Oriente: 6.5%. Occidente: 8.5%. Explotaciones iniciadas antes del 31/12/1970: 3.5% durante el primer decenio 1/3 de centavo US\$ por cada barril extraído con destino a becas externas (Art. 19 L. 10).	De todo otro impuesto municipal, departamental y fluvial. Por 30 años de todo impuesto especial y a la exportación (Art. 16 L.P., inc. 2). Aduaneras para maquinarias, materiales y equipos dedicados a exploración, refinación y oleoductos. (D.L. 1569/64).	Pagan los impuestos generales solamente.	El impuesto al transporte por oleoducto es del 6% de la tarifa. En las regiones oriental y sudoriental es del 2% (D. 1056/53 Art. 16 y 52).	Exención para la importación de maquinaria y equipo para exploración (Art. 6 Ley 81 de 1960).	Exención por 30 años.	La divisa importada para exploración o explotación petrolera debe ser vendida al sistema bancario al tipo de cambio que fije el Banco de la República. Se otorgan licencias de importación para equipos y maquinaria destinados a la exploración, explotación o exportación de petróleo y derivados. Se aplica una tasa especial para petróleo. (D. 2526, 24/9/1965.)
Extraordinaria: Los productores en actividad desde 1955 gozan de un 15% adicional si lo reinvierten totalmente en exploración. En la Región Oriental se eleva al 18%.							
Costos intangibles: Las inversiones improductivas en exploraciones realizadas en zonas no explotadas pueden amortizarse descontando el 10% del valor bruto de las áreas productivas. No son acumulables (id.).							

(Continúa)

Argentina y Bolivia), e incluso de exploración y desarrollo (Argentina). También Venezuela basa en esta fórmula su actual política petrolera.

La administración activa de los hidrocarburos ocupa, según los países, distintos lugares en su organización. Inicialmente estaba asociada a la minería (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Venezuela) de la que en la actualidad tiende a separarse. La índole y efectividad de sus funciones —que a menudo conciernen tanto a los aspectos técnicos como económicos y financieros— varía mucho según los países y a través del tiempo.

Se registran asimismo relaciones con cuerpos planificadores colegiados, generales y sectoriales. El modelo brasileño, que incluye representantes del sector privado, tiene

amplias atribuciones.

La extensión de las concesiones depende del valor presunto de los yacimientos y del riesgo minero. En las zonas menos promisorias la extensión es mayor, mientras que disminuye en las zonas más codiciadas. El plazo largo, si bien facilita las prácticas de conservación, puede significar un ritmo perjudicial en la explotación. Por ello se aprecia una tendencia a acortar los plazos, pero imponiendo prácticas de conservación. También se estimula la exploración y explotación exigiendo una actividad mínima, y en algunos casos, una inversión mínima.

Con fines estadísticos se obliga a las empresas a suministrar información técnica, geológica y económica a las respectivas autoridades. El cumplimiento de esas dispo-

País	Concesión de exploración								Regalía	Reducciones de canon y regalía	Concesión Impuesto sobre las utilidades
	Zona	Canon por Ha.			Canon por Ha.						
		Anual	Prórroga		Inicial	Anual					
Perú Sólo rige para concesiones y permisos otorgados antes de 1969.		Anual	1ª prórroga	2ª	Inicial	1er quinquenio	2º quinquenio	3er quinquenio	No se cobra.	Se otorga una deducción proporcional a la producción que puede determinar la rebaja del canon hasta un tercio (Arts. 86/87 LP).	Costa 50% (Art. 90 LP L 1378 23/12/1961). Resto del país 1ª Década 10% 2ª Década 25% 3ª Década 30% (Art. 93 L.P.). Se descuenta del monto imponible del canon de explotación de cada año (Art. 91 LP) y e impuesto a la exportación (Art. 95 LP).
	Costa	2 s.o	4 s.o	6 s.o	30 s.o	10 s.o	100 s.o	30 s.o			
	Sierra	1 s.o	2 s.o	3 s.o	15 s.o	5 s.o	50 s.o	15 s.o			
	Oriente	0.5 s.o	1 s.o	1.5 s.o	7.5 s.o	2.5 s.o	25 s.o	7.5 s.o			
		(Art. 84 L.P.)			(Art. 89 L.P.)		(Art. 85 L.P.)				
Trinidad y Tabago		Progresivo: 1º a 6º año: US\$ 0.20 por acre 7º a 17º aumenta de US\$ 1 a razón de US\$ 0.40 anuales (licit. del 22/1/1970).				No se diferencia la exploración de la explotación a los efectos del canon.		12½% en dinero (licitación del 22/1/1970).	De la regalía puede deducirse el pago inicial.	45% (Legislación impositiva para 1969).	
Venezuela		2 bolívares por ha. (Art. 38 L.H.).		8 bolívares por ha. (Art. 39 L.H.).		5 bolívares por ha. durante el primer decenio. Luego aumenta 5 bolívares cada quinquenio hasta llegar a 30 bolívares (Art. 40 L.H.).		16⅓% de la producción bruta de petróleo, asfalto y gas (Arts. 41 y 50 L.H.).	Se puede deducir el monto de lo pagado en concepto de regalía hasta reducir el canon a bs. 1.25 por trimestre y por ha. (Art. 40 L. H.). Puede rebajarse el canon cuando los costos de producción impidan emprender o continuar la explotación económica del yacimiento (Art. 41, inc. 1º, L. H.).	Básico: (Por pertenecer a la 4ª categoría): 2.5%. Complementario: Aumenta progresivamente desde el 10% sobre los primeros 100 000 bs imposables hasta el 45% sobre el excedente de 28 000 000 bs. Adicional: Hasta elevar el porcentaje al 50% mínimo (Arts. 15, 36 modif. D. 580, Art 3. 30/6/61 y ss. 13/2/61).	

siciones no se hace siempre con la misma eficiencia y en algunos casos las empresas públicas están exentas de esta obligación.

Las concesiones tienen el carácter de irrevocables y sólo pueden caducar en los casos taxativamente previstos en su otorgamiento, que son los de incumplimiento de las obligaciones impuestas.

Salvo en la Argentina, cuyo código de minería autoriza la expropiación de los yacimientos de hidrocarburos constituidos bajo su amparo, por causas de utilidad pública de un orden superior a la explotación minera, no se

ha previsto específicamente el caso de expropiación de derechos de concesionarios por causa de utilidad pública, ni se ha definido si su irrevocabilidad implica limitación de los poderes expropiatorios del Estado. Pero debe señalarse que el ejercicio que hizo México de tales atribuciones en 1938, fue acatado, al cabo de largas negociaciones referidas más a la indemnización que a la facultad expropiatoria, y la Asamblea General de las Naciones Unidas se ha pronunciado reiteradamente a favor de su pleno ejercicio.

Las condiciones personales de los concesionarios cons-

conclusión)

explotación

Deducción por agotamiento sobre la producción bruta	Otros impuestos	Exenciones impositivas	Refinación	Transporte	Importación	Exportación	Disposiciones cambiarias
Sociedades peruanas 25%. Sociedades foráneas 15%, 27.5% (Arts. 92 y 94 LP). Esta deducción no puede superar el 50% de las utilidades netas anuales deducido el factor agotamiento y el impuesto a la exportación (Arts. 92 y 95 LP).	Transferencia de concesiones (Art. 102 L.P.).	El pago del impuesto a la renta libera al concesionario de todo otro impuesto presente o futuro durante el término de la concesión (Art. 104 L.P.) pero no durante el de sus prórogas.	Sólo pagan los impuestos ordinarios a la renta aunque sean accesorios de una concesión de explotación (Art. 101 L.P.).		Total exención para importaciones temporales (Art. 116 LP). 50% para equipos que se usen en la Sierra y Oriente durante 30 años. (Art. 113 L.P.). El Poder Ejecutivo puede eximir a los equipos destinados a concesiones de refinación, manufactura, transporte y almacenaje (Art. 114 LP).	Deducible del impuesto sobre utilidades netas: Costa: 20% (Art. 95 LP). Resto del país: 1ª década 3%, 2ª década 5%, 3ª década 7%. Luego 10% (Art. 96 LP). No deducibles. Impuesto a la desocupación: 1% (L. 7103, 10 / 4 / 1931). Banco Minero 1% (L./9157, 24/7/1940).	El Estado puede exigir que el adelanto del impuesto a las utilidades se efectúe en dólares al cambio ordinario salvo que la moneda de compra sea inconvertible. (Art. 95 LP).
—	—	Existen algunas deducciones especiales.	—	—	—	—	—
Amortiza el costo de concesiones y los gastos directos de exploración y perforación. Se toma como base el costo no amortizado de la erogación y producción del ejercicio. (Art. 35 L. de impuesto sobre la renta y 92/101 D. Reg. 312 11/1/1956.)	Contribución para el Instituto Nacional de Cooperación Educativa (L. 22/8/1959). Sellos (L. de 1958). Contribución al Fondo de garantía para responder por la reversión de la concesión (Arts. 2, 4 y 6 Ley de 1971).	La de impuestos especiales a cada empresa es total y se considera inherente a la concesión (Art. 43 L.H.) Se permiten amortizaciones extraordinarias de edificios y maquinarias industriales y la amortización del pozo inicial.	Los generales (Art. 46 L.H.) 50% de los de importación que hubieran devengado si hubieran sido importados los productos gravados (Art. 46 L.H.). Cuando se procesa el gas natural en plantas de gasolina natural o similares, el Ministerio determina la participación que corresponde a la Nación (Art. 41 inc. 3 L.H.).	Hasta el 2.5% de las sumas que perciban en pago por el transporte del combustible (Art. 44 L.H.).	El Poder Ejecutivo puede exonerar de ellos a las actividades ejercidas en virtud de una concesión petrolera (Art. 58 L.H.).		Existen tasas múltiples de cambio. Para petróleo la conversión es 4.40 por dólar. D. 1159/64.

tituyen un requisito de la concesión, por lo que su cesión requiere en todos los casos la conformidad del poder concedente.

El régimen tributario procura el mayor ingreso fiscal posible. El Estado lo percibe por vía doble, como propietario de los yacimientos y como fisco. Aunque a menudo las leyes fusionan ambos aspectos, los aportes al erario responden a los siguientes conceptos: un canon o patente anual proporcional a las dimensiones de la concesión, variable según la ubicación y antigüedad de ella; una regalía proporcional a la producción, y un impuesto sobre

los ingresos.

Todos los Estados concedentes limitan de diversos modos su poder impositivo para estimular la explotación petrolera. Mientras Bolivia limitaba sus derechos impositivos totales al 50% de los beneficios netos (1969), Venezuela sólo exime a los concesionarios de impuestos especiales. Colombia, además de eximirlos de los impuestos especiales, los libera de tributos locales. El Perú los eximía de todo otro impuesto (1969). En la Argentina, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) se hizo cargo de todos los impuestos que debían abonar las empresas que

celebraron con ella contratos de exploración y desarrollo y la nueva ley las exime de impuestos futuros, tanto nacionales como locales.

La tendencia actual es contraria a permitir deducciones impositivas por agotamiento de los yacimientos (*depletion allowance*).

También las empresas estatales son objeto de distinto trato tributario. La mayoría está exenta de tributación, mientras que CVP (Venezuela) abona las mismas contribuciones que los particulares; PEMEX paga un impuesto único y ENAP (Chile) no paga todavía impuestos sobre los ingresos.

Aunque los cambios en las políticas petroleras afectan el grado y forma de participación de la iniciativa privada en esta actividad, frecuentemente las características de las empresas estatales han permanecido inalterables. Por ello, para apreciar las funciones efectivas de éstas deberá tenerse en cuenta el papel que desempeñan en el cumplimiento de tales políticas.

Cuba y México monopolizan todas las fases de la actividad petrolera; el Brasil, Chile y el Uruguay sólo algunas de ellas, pero mantienen en sus manos los resortes estratégicos.

La coexistencia de las empresas estatales y privadas es la regla en Venezuela, Colombia, Perú, Argentina, Bolivia y Trinidad y Tabago. Existen, sin embargo, entre ellas importantes diferencias, tanto por sus características como por los lineamientos de las distintas políticas petroleras y la determinación con que ellas se aplican.

Por razones de brevedad se circunscribe este informe a los países petroleros y a las agencias estatales con carácter empresarial, sin perjuicio de hacer referencias a sistemas imperantes en otros ámbitos cuando ellos influyen directa o indirectamente en América Latina.

La incorporación de Venezuela y Trinidad y Tabago a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y la creación de la Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL) evidencian el principio de una tendencia de los Estados a encarar la acción petrolera a nivel internacional. En un caso se trata de un país latinoamericano que armoniza su actuación con países de otras áreas y en el otro las agencias estatales, con excepción de PEMEX, se unen con fines de asistencia recíproca.

El otorgamiento de derechos al Brasil para la explotación de petróleo boliviano constituye una tentativa de integración que en casi tres decenios aún no ha dado resultados concretos. El único país petrolero mediterráneo en América Latina (Bolivia) ha obtenido el libre tránsito de sus productos por países vecinos. La legislación interna de algunos países prevé el otorgamiento de concesiones para la construcción de oleoductos internacionales.

Ejemplos de acción internacional integrada son la coordinación de labores de la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) (Chile) y de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) (Argentina) en el extremo sur del continente y de los organismos estatales argentino y boliviano en los yacimientos fronterizos.

Fuera de estos casos aislados no existen acuerdos regionales especiales ni una estructura operativa orientada a la integración de América Latina, en materia de hidrocarburos.

2. *Reseña de las principales características de las políticas petroleras*

Los países latinoamericanos han elegido metas y estrategias en materia de hidrocarburos acordes con sus políticas generales y su disponibilidad de recursos petroleros (países exportadores, importadores o autosuficientes).

Los cambios políticos ocurridos en algunos países del área y la necesidad de contemplar situaciones especiales en otros han dificultado la elaboración de cuerpos orgánicos y estables de legislación petrolera. Su resultado ha sido la coexistencia de múltiples situaciones jurídicas dentro de una misma nación. En materia petrolera, el legislador no ha supeditado, como lo ha hecho en otros sectores, los valores económicos a la uniformidad de las leyes.

En los países que recurren a la empresa privada para explotar sus yacimientos de hidrocarburos, la legislación refleja claramente la evolución de la política petrolera y la permanente búsqueda de mayores ventajas para el Estado, traducidas en normas de verdadero compromiso. En este sector de los recursos naturales la intervención estatal se registra más definidamente que en ningún otro.

Los objetivos de la política petrolera muestran las tendencias que se describen a continuación.

a) *Asegurar un adecuado ritmo de explotación mediante el descubrimiento de nuevas reservas*

Para estimular el cumplimiento de tales objetivos se ha recurrido a instrumentos jurídicos múltiples:

i) *Concesión a los descubridores de las sustancias alumbradas.* Esta fue la orientación de los códigos de minería inspirados en la antigua legislación española. Las nuevas legislaciones han adoptado esa práctica al prever, algunas de ellas, el derecho al otorgamiento de concesiones que cubran 40 a 60% del área previamente concedida para exploración, a los descubridores que cumplan determinados requisitos.¹ Artículos 76 del Código Petrolero (Bolivia), 26 de la Ley de Hidrocarburos (Perú), 17/18 de la Ley de Hidrocarburos (Venezuela) y 26 del Código Petrolero (Colombia).

El Estado, al no efectuar desembolso alguno y transferir el riesgo minero al particular, hace menos onerosas las condiciones de la concesión. También acostumbra asegurar al concesionario, mediante disposiciones complementarias, que las ventajas acordadas no podrán eliminarse o disminuirse por nuevas normas legislativas.

ii) *Medidas tributarias.* Las exenciones tributarias generales que beneficiaron a las primeras concesiones otorgadas en América Latina no estimularon la producción. Por el contrario, en algunos casos la desalentaron al no imponer al concesionario la necesidad de incrementar la explotación para poder hacer frente a los impuestos fijos.²

La alta rentabilidad del negocio petrolero ha permitido, en la actualidad, aumentar la presión tributaria y desgra-

¹ Incluso Francia e Italia, que no reconocen el derecho a la concesión a los descubridores de otras sustancias, han implantado este aliciente para estimular la exploración.

² Corporación Financiera Internacional, *Sistema tributario de la República Argentina*, Buenos Aires, 1962; John S. Carman, "Política impositiva en materia de minería", *Boletín Informativo de la Dirección Nacional de Economía Minera*, Año 1, N° 10, Buenos Aires, septiembre/octubre, 1960.

var aquellas actividades que contribuyen al aumento de la producción.

La amortización por agotamiento (*depletion allowance*) es una exención impositiva que pretende asegurar al empresario la recuperación de las inversiones necesarias para reponer, mediante exploraciones, el mineral extraído. Tienen interés al respecto las disposiciones similares de la legislación de los Estados Unidos, debido a que pueden aplicarse a la actividad foránea de las empresas de ese país.

La autorización para deducir los impuestos generales sobre los ingresos pagados en el exterior de los devengados dentro de la Unión, la equiparación de las sociedades que actúan en el hemisferio occidental a las norteamericanas, lo que les permite obtener una reducción sustancial de las cargas tributarias, y las garantías acordadas por el Reino Unido contra la doble imposición, constituyen medidas generales promotoras de la exportación de capitales que han ejercido definida influencia en el sector petrolero.

iii) *Obligación de invertir un capital mínimo.* Entre las obligaciones impuestas a los concesionarios de exploración por la legislación boliviana, peruana y argentina figura la de invertir un capital mínimo.

iv) *Obligación de realizar labores mínimas.* Algunas legislaciones imponen una perforación mínima (Bolivia y Colombia), o la obligación de realizar determinados estudios (Perú) y casi todas exigen efectuar la explotación utilizando técnicas que impidan la destrucción del yacimiento.

v) *Imposición de plazos.* El hábil uso del factor tiempo por el legislador puede activar el ritmo de exploración. La reducción del plazo para que el explorador ejerza sus derechos y cumpla sus obligaciones, impide la postergación de actividades a que podría inducirlo un sistema más holgado, si así conviniese a su interés individual. El tiempo necesario para realizar las operaciones de exploración determina el límite inferior del plazo, mientras que la conveniencia de evitar su postergación, el límite superior. Como las características geológicas y geográficas son diversas, el legislador se ha limitado a fijar plazos máximos según las regiones dejando al poder concedente la adecuación a cada caso.

b) *El dominio estatal sobre el petróleo subyacente*

La importancia estratégica y económica del petróleo explica la insistencia de los Estados en ejercer discrecionalmente el dominio sobre los yacimientos que en ellos se encuentran. El interés de los Estados consumidores y de sus empresas en asegurarse reservas en el exterior ha estimulado el ejercicio de aquel dominio por parte de los productores.

Las diversas legislaciones, con expresiones similares en todos los países, otorgan al Estado un dominio distinto del civil y del originario que ejerce sobre los demás minerales.

En algunos casos la necesidad de contar con el aporte de los particulares indujo a otorgarles verdaderos derechos reales, como en el Perú (1952) y Venezuela (1943). En otros casos (Bolivia, Colombia y Argentina), si bien no se eliminó el derecho de propiedad del Estado se restringió. Y cuando los países decidieron no otorgar con-

cesiones recurrieron a otras fórmulas que no afectan a ese dominio (México en 1958, el Perú en 1971 y Venezuela en 1967).

No obstante el énfasis de las declaraciones, los países que estatizan el dominio de los yacimientos petrolíferos lo autolimitan del siguiente modo:

i) Aun teniendo el Estado un dominio intransferible sobre los yacimientos, al contratar y otorgar concesiones a particulares constituye en su favor derechos que no puede desconocer unilateralmente. Es decir que el particular goza de un derecho frente al Estado que no es el de propiedad, definido originalmente por el derecho civil, ni el de propiedad minera, definido por el derecho minero, sino un derecho a la explotación de la sustancia.

Para proteger ese derecho de los particulares, las legislaciones latinoamericanas otorgan recursos judiciales contra las disposiciones que declaran caducos los derechos de los concesionarios, o prevén cláusulas de arbitraje. La Argentina, por ejemplo, planteó ante los estrados judiciales la nulidad de los contratos petroleros firmados por su agencia YPF (Decreto 744 del 16 de noviembre de 1963). Varios contratos celebrados por países del Medio Oriente contienen la cláusula arbitral, mientras que en América Latina ésta tiende a desaparecer.

La ley 14696 del Perú (1º de noviembre de 1963) entendió que no se lesionaba el derecho de propiedad cuando reivindicó para el Estado los yacimientos de La Brea y Pariñas explotados por el propietario de la tierra en virtud de título nulo.

El derecho administrativo clásico acuerda al Estado concedente la facultad de revocar las concesiones que otorga, transformando los derechos del concesionario en indemnización pecuniaria. El decreto ley del 17 de noviembre de 1969 por el cual Bolivia revocó todas las concesiones acordadas a la Bolivian Gulf Oil Co., creó una comisión para establecer el monto de las condiciones y los términos de la indemnización. Pero para fortalecer el derecho de los concesionarios, algunos Estados, en lugar de proceder a la simple revocación administrativa, dan categoría de derecho real al que otorgan sobre su dominio petrolero, lo que les obliga a seguir la vía expropiatoria con todas las garantías legales y constitucionales que ello implica. Fuera del caso boliviano citado, los Estados no han procedido a la revocación, ni aun en los casos de concesiones que no otorgan derechos reales.³

ii) La retroactividad de las leyes no perjudica en ningún país las situaciones patrimoniales, por lo que la única alternativa que tienen los gobiernos frente a las situa-

³ El laudo arbitral en el caso ARANCO c/Arabia Saudita sentó el principio de la irrevocabilidad de las concesiones en los siguientes términos:

"Nothing can prevent a State in the exercise of its sovereignty from binding itself irrevocably by the provisions of a concession and from granting to the concessionaire irrevocable rights. Such rights have the character of acquired rights." (Fuente: *The status of permanent sovereignty over natural wealth and resources*, A/AC.97/5 Rev. 2, y 3511, A/AC.97/13, p. 104, párrafos 131/132.)

La doctrina del laudo pareciera cerrar incluso el camino de la expropiación, con lo que la esfera de acción del Estado quedaría más reducida cuando otorga una concesión, que frente a los propietarios privados. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que el laudo del Tribunal Arbitral sólo se ha referido a un caso particular y que su aplicación extensiva merece un previo análisis crítico. Ese parece ser el consenso en muchos países petroleros.

ciones jurídicas creadas al amparo de una legislación anterior es expropiar, que fue lo que hicieron la Unión Soviética en 1917, México en 1938, Irán en 1951, y Cuba en 1960, o bien revocar las concesiones indemnizando en todos los casos.

Para evitar litigios internacionales, muchas leyes prohíben las reclamaciones diplomáticas en amparo de tales derechos privados (Colombia y Perú) o la concesión de derechos extranjeros o sus empresas dependientes (Argentina, Bolivia, Brasil, Venezuela) e imponen la constitución como sociedad local de las personas jurídicas concesionarias.

Las declaraciones de la Asamblea General de las Naciones Unidas relativas a soberanía permanente sobre los recursos naturales⁴ fueron aceptadas tácitamente por la Corte Internacional de Justicia de La Haya en la demanda interpuesta por el Reino Unido contra Irán por la nacionalización de los bienes de la Anglo-Iranian Oil Co.⁵

El derecho a la expropiación ha sido uniformemente aceptado, si bien la Asamblea General de las Naciones Unidas también ha recomendado que la nacionalización, expropiación o requisición de recursos naturales se ajuste a determinados requisitos que hacen a la causa, a la indemnización y a las garantías procesales.⁶

iii) En los casos de países exportadores de petróleo, no es suficiente que su poder soberano de expropiar, requisar o revocar concesiones pueda imponerse internamente, sino que debe acatarse en el exterior, adonde va una parte apreciable de su producción. Esto plantea problemas de derecho internacional.

c) *El control de las fuentes de producción externas*

Para asegurarse el acceso al petróleo de otros países, los consumidores y los que aspiran a ser distribuidores han adoptado distintas fórmulas. La más corriente ha sido la creación de empresas estatales o mixtas que actúan directamente en los países productores (Anglo-Persian Oil Co., hoy British Petroleum Co.; Compagnie Française des Pétroles), o la constitución de agencias estatales dedicadas a esa actividad (Régie Autonome des Pétroles, Bureau des Recherches de Pétrole, Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine, Ente Nazionale Idrocarburi).

El Brasil, en virtud de un convenio con Bolivia (25 de febrero de 1938), puede explotar yacimientos de este país.

⁴ Véanse las resoluciones 523 (VI) del 12 de enero de 1952, 626 (VII) del 21 de diciembre de 1952, 1515 (XV) del 15 de diciembre de 1960, 1803 (XVII) del 14 de diciembre de 1962, y 2158 (XXI) del 25 de noviembre de 1966.

⁵ La Corte falló a favor de la tesis de Irán y rechazó la británica de considerarse parte en el acuerdo firmado entre Irán y la compañía expropiada, en abril de 1933 (Cour Internationale de Justice, *Annuaire 1950-1951*, pp. 93-95, y *Annuaire 1951-1952*, pp. 80-82).

⁶ Se admiten como causa, razones o motivos de utilidad pública, de seguridad o de interés nacional, prevalecientes sobre los simples intereses particulares o privados nacionales o extranjeros. La indemnización debe ser adecuada, conforme al derecho internacional. No se prevén garantías jurisdiccionales especiales para el ejercicio del derecho de expropiar, pero sí para la indemnización, que se conformará a las normas internas del Estado expropiante y el derecho internacional. Cualquier controversia al respecto debe tramitarse hasta agotar la jurisdicción interna. (Resolución 1903 (XVII), 1194a. sesión plenaria realizada el 14 de diciembre de 1962.)

d) *La obtención de los máximos beneficios por el Estado suprayacente*

Las primeras explotaciones petroleras en América Latina se realizaron al amparo de un marco jurídico que, como ya se expresó, no difería mayormente del que regulaba la explotación minera. Así, se premiaba con la concesión a quien afrontaba el riesgo minero; el concesionario se beneficiaba con la propiedad del petróleo que podía extraer y sus derechos estaban protegidos por los instrumentos jurídicos (casi siempre con base constitucional), instaurados para la propiedad privada; el Estado, por su parte, no esperaba un beneficio fiscal.

Venezuela, en su código minero de 1904, adoptó para el petróleo el sistema dominial (artículo 5), que le permitió pactar regalías oscilantes entre el 7.5 y el 16%. México se conformó con imponer un 10% de las utilidades a la primera concesión importante que otorgó (1904). Bolivia sólo en 1916 estableció una regalía del 10% a la explotación petrolera (Ley del 12 de diciembre de ese año); Argentina la fijó en 1935 en 12% reducible al 8% (Ley 12161 sancionada el 21 de marzo de 1935, que incorporó el artículo 401 al código minero).

Coincidiendo con esta aspiración de los exportadores de petróleo, la Asamblea General de las Naciones Unidas reconoció en 1966 "el derecho de todos los países, y en particular de los países en desarrollo, a asegurar y aumentar su participación en la administración de empresas que trabajan total o parcialmente con capital extranjero y a tener una participación mayor y equitativa en las ventajas y beneficios derivados de ellas, habida cuenta de las necesidades y objetivos de los pueblos interesados en materia de desarrollo, así como de las prácticas contractuales mutuamente aceptables, y pide a los países exportadores de dicho capital que se abstengan de todo acto que obstaculice el ejercicio de ese derecho". (Resolución 2158 [XXI] del 25 de noviembre de 1966).

Cuando se legisla con relación a futuras concesiones, no se presenta ningún problema jurídico. El caso es distinto cuando el Estado pretende obtener mayores beneficios de las concesiones otorgadas, ya que debe alterar la situación jurídica creada por el acto de la concesión.

Esta facultad del Estado para alterar las bases de las concesiones por razones de interés público ha sido bastante discutida.⁷

Los procedimientos adoptados por los países no han sido uniformes, y la tendencia actual parecería ser la renegociación de concesiones y convenios mediante el ofrecimiento al capital privado de nuevas oportunidades.

Irán decretó la caducidad de la concesión de la Anglo-Iranian Oil Co., el 27 de noviembre de 1932 y procedió luego a su renegociación bajo condiciones más ventajosas para el Estado (abril de 1933), aprovechando su carácter soberano. La Argentina, para poder cobrar regalías sobre los yacimientos concedidos en condiciones más liberales, les dio el carácter de impuesto, pero tanto la doctrina como la jurisprudencia rechazaron su aplicación a minas concedidas anteriormente⁸ (1932). El Perú decla-

⁷ Véase la llamada 3.

⁸ Diario de Sesión de la Cámara de Senadores, 1932, Título II, pp. 222, 223, 225 y 226.

En el caso Horacio Calderón c/Gobierno Nacional, Corte Suprema de la Nación, fallo 21567, *La Ley*, T°44, p. 407 y "Carác-

ró nulos los instrumentos jurídicos que amparaban la explotación de los yacimientos de La Brea y Pariñas (Ley 14696 del 1° de noviembre de 1963); posteriormente los ofreció en concesión (Ley 16674 del 26 de julio de 1967),⁹ y por último los entregó a PETROPERU (1969).

Otros países estimularon la modificación a su favor de las condiciones de la concesión, mediante el ofrecimiento de ventajas (Venezuela, ley del 13 de marzo de 1943; Libia, ley del 20 de noviembre de 1965). Así lograron incrementar su participación mediante la negociación directa.

Las contribuciones que las empresas petroleras abonan al Estado como consecuencia de la explotación, adquieren en algunos sistemas la naturaleza jurídica de un impuesto y, en otros, de una regalía. En áreas pobres o desconocidas, los Estados, más que gravar las utilidades, suelen adoptar presiones tributarias de otra índole para impedir la inactividad de los concesionarios.

La tendencia a reservar para el Estado suprayacente una participación en las utilidades, en lugar de las antiguas regalías proporcionales a la producción, ha promovido cierta uniformación contractual en todas las zonas productivas del orbe. Esta fórmula ha permitido a algunos países petroleros percibir ingresos superiores al 75% de los beneficios (acuerdos de AGIP Mineraria/Italia y Panamerican Oil Co. con Irán, 1957 y 1958), pero exige una supervisión mayor que el simple cobro de regalías.

La obligación del empresario de compartir los beneficios de la explotación con el Estado suprayacente puede debilitar su interés por obtener altos precios y por reducir los costos, mientras que el Estado se siente estimulado por el aumento de los beneficios de la explotación. Esta situación ha obligado a la definición previa de los "costos" y los "precios" a los que las partes se han de referir para regular sus relaciones.

En primer término ha llevado a estipular costos estimativos casi siempre reajustables (Arabia Saudita, Irán, Iraq y Qatar), si bien el acuerdo firmado entre NIOC/Irán y ERAP/Francia adopta la fórmula de costos reales (27 de agosto de 1966, artículos 29 y 30).

El precio de venta de los productos ha sido más difícil de evaluar por la naturaleza de las conexiones que las empresas concesionarias tienen en el exterior. Ello indujo

ter jurídico de la contribución establecida por la ley 12161 de petróleo", por Eduardo Bidau, *La Ley*, T°44, p. 213.

⁹ En el Perú la ley 14696 del 1° de noviembre de 1963 declaró nulos los instrumentos jurídicos que amparaban la explotación de los yacimientos petrolíferos de La Brea y Pariñas. La ley 14863, del 12 de febrero de 1964, autorizó al poder ejecutivo a resolver las cuestiones pendientes y establecer el régimen de explotación en la forma que mejor garantizara los intereses del país, *ad referendum* del Congreso. Como en julio de 1967 el poder ejecutivo no había ejercido esas atribuciones, el Congreso le fijó un plazo de treinta días para que estableciera el régimen más conveniente para la explotación, a la vez que lo autorizó para efectuar todas las expropiaciones necesarias para los procesos de extracción, manufactura, refinación, almacenamiento, transporte y venta (ley 16674 del 26 de julio de 1967). Con ello quedó allanado el camino para que el Estado, además de haber reivindicado los yacimientos, adquiriese a IPC los bienes de capital necesarios para su explotación. En cumplimiento de esta última ley, el Presidente de la República indicó que se llamaría a licitación internacional para adjudicar la concesión a la empresa que ofreciera la oferta más favorable. El nuevo gobierno peruano, en 1969, ocupó definitivamente los yacimientos y encomendó su explotación a PETROPERU.

a los países productores a exigir que el cálculo de las utilidades se efectuase sobre precios de referencia o de lista (*posted prices*), eliminando así del cálculo los descuentos efectuados a los clientes. La institucionalización de este procedimiento se ha universalizado, y ha sobrevivido al deterioro de los precios reales de venta (*realized prices*) registrado hasta principios de 1971.

Mientras en su origen el sistema de precios de referencia respondió a la idea de hacer prevalecer los "verdaderos" precios de mercado sobre los valores contabilizados, la actual tendencia consiste en que ellos determinen el tope inferior del nivel tributario, es decir, que las "empresas petroleras si no alcanzan a vender a esos precios tendrán de todos modos que pagar como si hubieran vendido a esos mismos precios".¹⁰

Si bien la definición de los precios de referencia depende de la legislación de cada país, se ha discutido si su determinación incumbe a las partes de común acuerdo o puede fijarse unilateralmente.¹¹

Los países productores procuran por otros medios, incluida la acción a través de la OPEP, el incremento no sólo de los precios de referencia sino también de los precios reales de venta.

Aparte la producción, el interés fiscal se orienta también al transporte (Venezuela) y las ventas. La comercialización de los derivados de petróleo, principalmente en la etapa minorista, ha sido preferida como fuente impositiva, en algunos países (Francia) para financiar el desarrollo petrolero metropolitano, y en otros (Argentina) para posibilitar la construcción de caminos y obras eléctricas.

e) *Disfrutar de las ventajas de la explotación petrolera sin asumir el riesgo minero*

La actitud de los Estados frente al riesgo minero no ha sido uniforme. En algunos casos han asumido todo el riesgo, sea por razones políticas o por considerarlo reducido frente a las posibles utilidades de la explotación (Venezuela en 1958, México en 1938 y la Argentina en 1963). Otras veces han procurado compartirlo asociándose al capital privado (Argentina, artículos 407 y 408 del código minero derogados por la ley 14773, y 17319 de 1967; Venezuela, artículo 2, decreto 260 del 19 de abril de 1960).

Las fórmulas adoptadas para eludir los riesgos de la inversión minera son:

i) Las que otorgan el petróleo extraído al particular:

—El Estado se reserva el derecho de adquirir acciones al costo o a la par (convenios ARAMCO/Arabia Saudita y ARAMCO/Kuwait de 1957).

—El Estado impone o pacta una participación en las utilidades (Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela).

ii) Las que reservan el petróleo extraído al Estado:

—El Estado paga una suma al contratista por el mate-

¹⁰ Exposición del Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela del 6 de septiembre de 1966.

¹¹ *Petroleum Intelligence Weekly* (9 de enero de 1967, pág. 6) da cuenta de un diferendo planteado entre las concesionarias y el Gobierno de Libia originado en que el artículo 14, inciso 5, de su ley petrolera 25 de 1955, toma como referencia los precios de mercado y, en su defecto, los estipulados convencionalmente o por árbitros, mientras que su reglamento 6 de 1961 impone su fijación anticipada por los concesionarios.

rial que éste extraiga (contratos de exploración y desarrollo firmados por YPF/Argentina, 1958-1961, 1968-1969).

—El Estado paga los costos sólo en caso de que las labores sean fructíferas (Acuerdo NIOC/Irán-IRAP, Francia, 1966).

Como estas dos fórmulas sólo permiten al Estado obtener ingresos en los casos en que la explotación produzca utilidades, se las combina con otras como la regalía proporcional a la extracción y el canon proporcional a la superficie concedida que aseguran al Estado beneficios independientes del éxito de las labores (Argentina, ley 17319 de 1967; Ecuador, Colombia).

f) *La obtención de información sobre los yacimientos*

La falta de información adecuada sobre la existencia, localización, cantidad y calidad del recurso, dificulta la formulación de la política petrolera. Cuando se permite la actividad explotatoria de particulares, son ellos quienes adquieren directamente el conocimiento, pudiendo demorar o impedir el oportuno aprovechamiento de la información necesaria por los sectores estatales de programación.

Además no existe en América Latina una nomenclatura uniforme para la evaluación de reservas, no se publica toda la información existente, y los canales de captación, compilación, evaluación y difusión no funcionan con la rapidez que demandan las variaciones del sector.

Una política que procure la captación estatal de la información obtenida por las empresas puede provocar reticencia en éstas no sólo por el costo de su obtención sino porque conservando el secreto fortalecen su posición negociadora. El secreto de la información estimula la investigación privada. Por ello, el legislador que quiera innovar en la materia debe procurar que el beneficio obtenido por el Estado al disponer de esa información sea superior al desaliento que provoque en el sector privado. Para hacer compatibles ambos objetivos, es menester distinguir a los efectos del secreto entre Estado y terceros, información individualizada y general, primaria o elaborada.

Los regímenes jurídicos latinoamericanos que amparan de modo diverso el secreto industrial, comercial y científico, siempre obligan a proporcionar información, pero sin establecer diferencias ni especificar el plazo y modalidades de su publicación posterior. Los códigos penales reprimen como delito un uso indebido, lo que no impide al gobierno aprovecharlos. Por ejemplo, Trinidad y Tobago, que obliga a los concesionarios a suministrar no sólo información contable, económica y técnica, sino también su interpretación (secciones 81/86, *Petroleum-Regulations*, 1970) castiga con multa o prisión su uso indebido (sección 34 *Petroleum Act*, 1969). El Ecuador pide específicamente la evaluación y estimación de las reservas, sancionando con la caducidad del contrato el incumplimiento de la obligación (artículo 29 incisos c y d y 68 incisos 7 y 8, ley 1459 de 1971).

Por ello es aconsejable realizar un estudio acabado del tema que culmine con la identificación de la información mínima que deba exigirse a los particulares, la uniformación de los sistemas de compilación y la carga de los costos de compilación, evaluación y difusión.

g) *Extensión de la soberanía a la plataforma continental y a alta mar*

Los países americanos han suscrito disposiciones locales e internacionales estableciendo su soberanía sobre la plataforma continental en unos casos y sobre el mar adyacente en otros. Actualmente el planteamiento de soberanía o derecho al aprovechamiento de los recursos naturales alcanza mayor extensión dado que se refiere también a alta mar.

La mayoría de los Estados Americanos han considerado insuficientes las 4 o las 12 millas que el derecho internacional clásico sometió a su jurisdicción y la han extendido a 200 millas. Planteado inicialmente como un problema de extensión de la soberanía sobre la plataforma continental por los países americanos con litoral sobre el Atlántico, ha debido referirse a distancias cuando atrajo el interés de los países del Pacífico, cuya plataforma continental es exigua.

En cuanto al petróleo, la Convención de Ginebra (1958), va más lejos, pues sienta principios para repartir todo el lecho del mar a base de "líneas de equidistancia". La soberanía que establece es dinámica y se basa en premisas realistas ya que va cubriendo las áreas asignadas a medida que los progresos técnicos posibilitan la explotación de los recursos naturales. Obsérvese que si un tercero efectúa una explotación petrolera dentro del área, que por aplicación del concepto de equidistancia corresponde a un país, automáticamente entra en la jurisdicción de ese país, puesto que con su acción está acrediando la posibilidad de explotación necesaria para que el recurso ingrese a su soberanía.

3. *Estructura jurídica e institucional*¹²

En algunas constituciones se han incluido normas que afianzan el dominio estatal sobre el petróleo con la intención de evitar su transferencia total o parcial a los particulares.

Las constituciones de los países de estructura federal han debido determinar si el dominio de los yacimientos, la potestad legislativa y la jurisdicción sobre ellos corresponden al Estado central o a los estados locales. Mientras México estableció claramente el dominio nacional y prohibió toda clase de concesiones, las constituciones del Brasil, la Argentina y Venezuela autorizaron al Estado nacional para legislar el sector, posibilitando la unificación de la legislación y de la administración del patrimonio petrolero.

En la mayor parte de los países, a excepción de Venezuela (cuya constitución, sin privar a los estados locales del dominio de los yacimientos, otorga su administración a la nación), se ha atribuido al Estado nacional el dominio de los yacimientos.

La nacionalización por vía legislativa provocó discusiones y controversias sólo en la Argentina. Su Corte Suprema desestimó un recurso por inconstitucionalidad interpuesto por la provincia de Mendoza, sin pronunciarse sobre el fondo del asunto, es decir, la validez de la medida.

Un conjunto de leyes y decretos reglamentarios restringe la discrecionalidad del poder concedente. En aquellos

¹² Véase el cuadro 97.

países donde las concesiones deben otorgarse de acuerdo con las modalidades establecidas por el poder legislativo, se ha recurrido a un procedimiento más elástico para contar con la colaboración de la empresa privada. Este consiste en facultar a los organismos estatales para asociarse con los particulares o pactar con ellos las modalidades de explotación más convenientes, respetando siempre el dominio inalienable del Estado sobre el yacimiento.

El dominio que se reconoce al Estado no es el previsto por el derecho civil clásico. Tampoco es el dominio originario o radical que desde las Ordenanzas de Aranjuez se reconoce al titular de la soberanía.

La nota característica del dominio que sobre los yacimientos de petróleo se acuerda al Estado es la indisponibilidad (que no impide, en algunos casos, la constitución sobre ellos de derechos reales especiales). También se emancipa al dominio petrolero de toda subordinación a la superficie (excepción hecha de las tierras enajenadas por la Corona antes de 1902 en Trinidad y Tabago).

Las sucesivas leyes petroleras como asimismo las medidas monopolizadoras respetaron siempre las situaciones anteriores (salvo la expropiación mexicana y la intervención cubana) estimulando la conversión al nuevo sistema. Esta situación ha determinado la aplicación simultánea de múltiples regímenes jurídicos a distintos yacimientos de un mismo país según la época de su otorgamiento.

Sería muy ambicioso llevar a un cuadro esa multiplicidad de situaciones jurídicas, dignas de una investigación especial. Por tal motivo se presentan en el cuadro 97 los regímenes que se aplicaron al empresario que quisiera explotar petróleo en 1970¹³ señalando a los países que se encuentran en evolución las modalidades de concesión y operación de la mayor parte de sus yacimientos en explotación. Se observan distintos grados de intervención estatal en toda la actividad.

PEMEX, el organismo monopolista mexicano, antes de la prohibición expresa de la ley de 1958 actualmente en vigor, celebró diversos contratos con Cities Service Co., (1948), Compañía Independiente Mexicano-Americana, S. A. (CIMASA) (1949), Sharmex, S. A. (1950) e Independent Exploration Co. - Edwin Pauley (1950) que abarcan la perforación de pozos que explotaría PEMEX.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales, en Argentina, adoptó con empresas privadas un procedimiento similar para la exploración y la explotación de yacimientos y perforación de pozos mediante el pago de un precio convencional y por metro cúbico extraído y por metro perforado.

Los países monopolistas y algunos que no lo son han creado agencias estatales de gestión que actúan en competencia con los particulares y gozan de privilegios especiales (incluso el monopolio de determinadas áreas). El monopolio estatal abarca verticalmente distintas etapas de la actividad petrolera y aun el absoluto monopolio mexicano puede permitir la colaboración del capital privado, siempre que la retribución se pague en efectivo y no se acuerden participaciones.

En los casos en que la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización no estén estatizados, se requiere permiso o concesión y aun en los países en que

alguna etapa está monopolizada se exige autorización especial para industrias derivadas.

En América Latina la iniciativa privada no puede operar libremente en el comercio exterior del petróleo. Las restricciones alcanzan tanto a las nuevas concesiones como a las anteriores. El Estado, en la Argentina, Brasil, Cuba, Chile y Uruguay (principales importadores) monopoliza o regula la importación. En algunos casos el mercado interno está controlado mientras en otros se impone a los productores la obligación de abastecerlo preferentemente.

La explotación petrolera se considera de utilidad pública, calificación que le permite gozar de privilegios generales. La legislación tiende a impedir la constitución de derechos a favor de otros estados y restringe las concesiones a ciudadanos extranjeros en zonas fronterizas, pero se prevé la posibilidad de concesiones para la operación de oleoductos. Pueden citarse varios ejemplos de convenios entre países. Se han acordado diversas facilidades a Bolivia para transportar su petróleo a través de los países que la separan del mar. La Argentina y Chile tienen un convenio que le permite al primer país transportar el petróleo de sus yacimientos de El Cóndor a través del puerto chileno Gregorio. Bolivia otorgó concesiones al Brasil mediante convenio especial, caso único en el continente.

La prohibición de otorgar concesiones a empresas dependientes de otro estado, que figura en casi todos los regímenes, plantea el problema de conocer hasta qué punto una empresa depende de un estado, ya que el número de las creadas por entidades estatales europeas tiende a aumentar, ramificarse y entrelazarse con otras nacionales y privadas.

4. Régimen de exploración¹⁴

En los casos de monopolio absoluto estatal (Brasil, Chile, México), la etapa exploratoria plantea problemas políticos de poca importancia. La indemnización por perjuicios causados a terceros (entre ellos al propietario de la superficie), y la obtención de beneficios marginales de tales labores, han determinado reacciones jurídicas aisladas que no condicionan a la política petrolera.

Los países que otorgan concesiones procuran facilitar al máximo las exploraciones que tienen por único objeto proporcionar a los particulares los conocimientos para formular peticiones al Estado. A tal fin la mayoría de ellos permiten la exploración preliminar libre, mediante aviso o permiso previo. Asimismo, estimulan la exploración mediante el otorgamiento de concesiones que obligan a efectuar inversiones mínimas y/o a perforar un mínimo de pozos y pagar siempre un canon anual. Este canon es variable según las zonas y según la duración de la concesión. El riesgo asumido suele retribuirse con parte de las sustancias descubiertas. Tanto los países que otorgan concesiones como los que celebran contratos de exploración reconocen sus derechos a explotar parte del área explorada.

La elección del concesionario es discrecional entre quienes reúnen los requisitos de capacidad y nacionalidad, y se comprometan al cumplimiento de otras condiciones

¹³ La información para algunos países es más reciente.

¹⁴ Véase de nuevo el cuadro 91.

establecidas. Ello significa que el solicitante no tiene derecho alguno para obligar al Estado a otorgarle la concesión, pero cuando la autoridad concedente decida hacerlo debe ajustarse a la institución prevista por la ley. Esta discrecionalidad ha permitido al poder ejecutivo de Venezuela suspender el otorgamiento de las concesiones previstas por la ley y autorizar a su agencia estatal para celebrar contratos de servicio directo o constituir sociedades de economía mixta para explorar y explotar las áreas que le asigna.

La duración y superficie de las concesiones depende de las perspectivas de éxito de cada zona. Venezuela las otorgó sobre 10 000 hectáreas y hasta por tres años de plazo, dejando librado a la prudencia de la autoridad el evitar el acaparamiento. Trinidad y Tabago concede amplias facultades a la autoridad en cuanto al plazo, pero limita la superficie a 100 000 acres. Los demás países establecen superficies y plazos superiores a los venezolanos, pero dentro de topes variables de acuerdo con las distintas regiones.

Puede señalarse, como tendencia general de las diversas legislaciones recientes, la reducción en el área máxima permitida en una concesión o contrato. Esta tendencia es concordante con el mayor conocimiento que han alcanzado los diversos estados de las posibilidades petroleras de sus territorios o de las zonas a que se refieren los contratos.

Las características esenciales y comunes de las concesiones de exploración son su nexa con las de explotación y la necesidad de un pronunciamiento previo y discrecional de la autoridad. Mientras en Venezuela se requiere un decreto del poder ejecutivo autorizado por el congreso, en la Argentina hasta la decisión presidencial.

Los particulares pueden explorar también mediante convenios con las agencias estatales, retribuyéndoseles tales servicios del modo que se indica en los apartados 5 y 6 de este capítulo. Ésta es la modalidad que han adoptado en 1969-1970 el Perú y Bolivia, derogando la legislación que autorizaba el otorgamiento de concesiones.

5. Régimen de explotación¹⁵

El Estado acude a la colaboración de las empresas privadas cuando prefiere no afrontar las inversiones con la actividad empresarial que la explotación petrolera demanda. Con esta finalidad, algunos países han otorgado concesiones regidas por el derecho público (con todos los privilegios que esa figura jurídica otorga al Estado), o celebrado contratos de derecho privado, colocándose en una situación igualitaria con los particulares.

En el primer caso (aun actuando como poder público) el Estado se ha autolimitado en beneficio de los concesionarios (Argentina, Colombia, Ecuador). En el segundo, el Estado suele asignar a una persona jurídica (de creación estatal incorporada total o parcialmente a su patrimonio), derechos de explotación transmisibles a particulares. Ella dispone de estos derechos de acuerdo con normas de derecho privado. La relación de derecho público en este caso se constituye entre el Estado y su agencia. Las que vinculan esa agencia con los particulares

son de derecho privado (Argentina, Bolivia, Perú, Venezuela).

Para obtener una concesión se requiere, además de la capacidad jurídica tratada al comentar el cuadro 91, un pronunciamiento administrativo previo. La discrecionalidad de que goza el poder concedente para apreciar cuál es la oferta más conveniente, sufre diversas limitaciones a favor del concesionario de exploración, quien prácticamente en todos los países tiene derecho a que se le conceda para la explotación una parte de la superficie acordada para exploración.

Los plazos de las concesiones varían según los países y, dentro de cada país, según las zonas. Sus características comunes son:

- a) La autoridad sólo puede otorgarlos dentro de los límites establecidos por la ley;
- b) Constituyen un derecho del que no puede privarse a los concesionarios; y
- c) La renovación es potestativa de la autoridad.

Teniendo en cuenta la productividad del subsuelo, la superficie de las concesiones es menor en Venezuela que en otros países. Por el contrario su duración es mayor. Ello obedece a dos causas principales:

- a) La tendencia favorable a las empresas que prevaleció en la fecha de sanción de la ley, y
- b) El deseo de inducir a los antiguos concesionarios que gozaban de liberalísimas concesiones anteriores a acogerse al nuevo régimen, mediante el ofrecimiento de otras ventajas.

Las obligaciones a que se someten los concesionarios son dar (en dinero o especie) y hacer. A las primeras se refiere el acápite siguiente (tributación y reparto de beneficios). La obligación de hacer puede consistir en perforar determinado número de pozos o de metros, abastecer preferentemente al mercado interno, emplear personal local, operar de acuerdo con principios técnicos, suministrar información técnica, económica y estadística, etc.

Los derechos que se otorgan al concesionario son ocupar la superficie requerida para sus actividades, constituir servidumbres, expropiar bienes, y construir las instalaciones necesarias y disponer del petróleo extraído (a veces con la limitación de abastecer el mercado local). En algunos países se conceden exenciones tributarias.

Del mismo modo que la concesión de exploración otorga derecho a la explotación, ésta otorga derecho a transportar, almacenar y refinar el petróleo extraído. Los derechos acordados son reales e hipotecables. Se entiende que lo que se hipoteca es el derecho y no el yacimiento. Ello significa que el Estado no puede revocarlos sino que debe seguir la vía expropiatoria para suprimirlos.

Ni los contratos mexicanos ni los argentinos otorgaron derecho real alguno a las empresas. México negó tal carácter a las concesiones otorgadas bajo el régimen de estatización impuesto por la Constitución de 1917 (Artículo 27). Los contratos que ofrece la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) a las empresas privadas otorgan derechos personales, pero ellas podrían ejercer frente a tales los derechos reales que tiene la agencia estatal.

La cesión de esos derechos reales sólo se admite con la conformidad de la autoridad. No se prevé la posibilidad de arrendarlos ni de darlos en usufructo, si bien

¹⁵ Véanse de nuevo los cuadros 92 y 93.

por vía de cesión parcial podrían lograrse los objetivos que ellos persiguen.

Sólo se admite la caducidad de las concesiones por las causales especialmente determinadas por la ley vigente en el momento de su otorgamiento.

Dentro de las modalidades de colaboración entre empresas privadas y Estado se ha abierto camino en los últimos años una figura jurídica de tipo asociativo. Mediante ella el particular asume el riesgo de la exploración de las áreas aportadas por la empresa estatal. Se impone un ritmo mínimo de exploración. Se prevé que en caso de ser su resultado favorable se constituya entre la empresa estatal y el explorador una sociedad para la explotación de todo o parte del petróleo descubierto.

La reforma de la ley de hidrocarburos de Venezuela ha permitido la introducción de esta modalidad. El Consejo Nacional de la Energía, basándose en estudios previos del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, aconsejó una reforma que consistía en autorizar a la CVP para que constituyera compañías mixtas o celebrase contratos de servicio directo con particulares. Proyectaba, asimismo, las modalidades esenciales de esos contratos que requerirían en cada caso la aprobación del poder ejecutivo nacional.

La reforma que el poder legislativo sancionó en su lugar permite celebrar convenios no sólo a CVP sino a todos los institutos autónomos y empresas estatales previa aprobación de las bases contractuales en cada caso, por el Congreso, dictamen del Consejo Nacional de la Energía y aprobación del Ejecutivo en acuerdo de ministros. Al reservarse el Congreso las facultades de aprobar en cada caso los convenios de servicio no hace sino extender a ellos el precepto de la constitución nacional que impone la aprobación legislativa previa a toda concesión petrolera. Quedó de este modo consagrada una nueva posibilidad de aprovechar la colaboración de la actividad privada en la explotación petrolera sin recurrir a la concesión, pero sin reconocérsele tampoco al Ejecutivo facultades que la Constitución le niega en materia de concesiones.

La actual legislación argentina no excluye esta modalidad (ley 17319 de 1967), mediante la cual abandonó el sistema de monopolio estatal.

El derecho al uso del gas ha sido contemplado específicamente en algunas legislaciones y convenios. Casi todas prevén el uso libre del gas para las operaciones de producción y reinyección. Para el gas remanente las condiciones son diversas: o se entrega al Estado o empresa estatal sin costo, con precio razonable previamente fijado o a convenir, o bien pertenece al concesionario o contratista en condiciones análogas al petróleo. Algunas legislaciones o contratos contemplan distintas condiciones para el gas asociado al petróleo y para el gas proveniente de yacimientos sin petróleo.

6. Tributación y reparto de beneficios¹⁶

Las contribuciones que el Estado impone al productor de petróleo son de distinta naturaleza jurídica:

a) *Las que cobra como concedente de los yacimientos* (o del derecho a buscarlos), son inherentes a la concesión, no pueden incrementarse sin alterar sus bases y la

falta de pago determina la caducidad. Consisten en una suma inicial, en otra periódica por hectárea, variable con el transcurso del tiempo y según la zona, y una regalía sobre la producción.

b) *Las que cobra como poder fiscal*, son los impuestos. Su falta de pago no afecta necesariamente a la concesión. Pueden fijarse unilateralmente sobre una variedad de fuentes, y pueden modificarse en cualquier momento. Los sistemas tributarios suelen limitar el poder impositivo del Estado, según los principios de igualdad y no retroactividad de las leyes impositivas.

La distinción entre estas dos figuras jurídicas es clara teóricamente, aunque su importancia económica es prácticamente igual. El origen histórico también suele determinar que una regalía actúe como impuesto, o viceversa. Algunas concesiones o contratos han eximido de impuestos al concesionario (Código Minero de la Argentina de 1886, de México de 1904, Ley de Venezuela del 13 de marzo de 1943, Ley de Arabia Saudita de 1950 y contratos firmados de 1957 a 1962 por la Argentina).

Cuando la Argentina implantó el pago de regalías (ley 12161 del 21 de marzo de 1965) pretendió darles simultáneamente el carácter de impuesto con el objeto de cobrarlas también en las concesiones existentes. Colombia cobra impuestos sobre los yacimientos de dominio privado y regalías sobre los de dominio estatal. En general, el monto de las regalías o del canon no admite una comparación absoluta, sino que se ha de relacionar con el distinto valor de los yacimientos. Los fructíferos yacimientos del Medio Oriente o de Venezuela, por ejemplo, pueden aportar mayor contribución al Estado que las áreas inexploradas, pobres o agotadas. También debe tenerse en cuenta la duración de la concesión y el volumen de las reservas probadas del yacimiento, ya que cuanto mayor es el plazo relacionado con la potencia, mayores son los beneficios y las cláusulas especiales.

Ante la complejidad del sistema tributario moderno, todas las legislaciones acuerdan seguridades a los concesionarios contra los avances impositivos.

Al respecto, los países han seguido las siguientes orientaciones:

a) *Limitaciones absolutas al poder impositivo*. Así lo hacían Bolivia y el Perú. Mientras Bolivia restringía la tributación por todo concepto al 50% de las utilidades, el Perú la limitaba a los impuestos y escalas enunciadas taxativamente en el código petrolero. En uno y otro cálculo, el concesionario sabe de antemano la máxima presión impositiva que deberá soportar.

b) *Limitaciones especiales*. Son las establecidas por Colombia respecto a impuestos locales; por Venezuela con relación a impuestos especiales, y por la Argentina respecto a impuestos locales especiales o nuevos.

c) *Explotación estatal*. En este caso la unidad patrimonial del Estado hace teórica la tributación. Sin embargo, PEMEX paga un impuesto único sobre sus entradas brutas; PETROBRAS indemniza a los estados y municipios suprayacentes y YPFB paga regalías.

La Argentina adoptó otra forma de aplicar la exención tributaria, al obligar a YPF a compensar por todo impuesto, tasa u obligación a las empresas prestatarias de servicios que operasen con contratos firmados a partir de 1958.

Obsérvese que el impuesto que se utiliza para limitar

¹⁶ Véanse de nuevo los cuadros 94, 95 y 96.

la presión tributaria es el que se paga sobre las utilidades, pero se utiliza de diversos modos: en Bolivia señalaba el tope máximo; en Venezuela, el mínimo, y en el Perú actuaba como impuesto único.

En Venezuela se calculan las utilidades basadas en precios de referencia mínimos presuntos, sin admitir prueba en contra.

En los países de régimen federal se ha logrado prácticamente la unificación de impuestos y cargas de la explotación.

Las etapas posteriores a la extracción reciben distinto tratamiento según estén o no monopolizadas. En el primer caso están incluidas en la contribución única de los organismos monopolizadores. En general, las empresas privadas que se ocupan de la refinación tributan del mismo modo que las empresas industriales ordinarias, salvo en Venezuela donde pagan un impuesto adicional. Colombia y Venezuela cobran un impuesto sobre los oleoductos proporcional a su uso.

La importación de maquinaria para la explotación petrolera suele estar exenta, total o parcialmente, de recargos aduaneros.

En los países sin monopolios la exportación está exenta de gravámenes a excepción del Perú, donde tributa sumas que luego pueden deducirse del pago del impuesto sobre las utilidades.

El tratamiento cambiario de las exportaciones de petróleo ofrece la más absoluta disparidad, lo que impide señalar tendencias comunes.

En los cuadros 95 y 96 se presenta una síntesis, a modo de ejemplo, de las retribuciones otorgadas a empresas privadas en diversos lugares. Por las dificultades de interpretación que la confección del cuadro implica, tal información no debe considerarse en forma rigurosa. Al comparar una transacción con otra es necesario tener en cuenta el momento de su celebración, considerando los valores que las partes asignaron al recurso natural y al aporte empresarial. Medir las transacciones por su resultado, normalmente aleatorio, podría llevar a conclusiones erróneas. No obstante las dificultades expuestas, los cuadros aludidos sugieren algunas conclusiones preliminares.

Las concesiones y los contratos han sido las dos fórmulas adoptadas para amparar la valorización del patrimonio estatal petrolero, por los particulares.

La aplicación de una u otra fórmula registra la siguiente evolución histórica:

i) De la figura de la concesión (que nunca reconoció al Estado todos los privilegios que le acordaba el derecho administrativo, sino que se aproximaba al derecho minero, más favorable al concesionario), se pasó a la figura de los contratos de derecho privado.

ii) Muchas actividades inicialmente desarrolladas por la administración central del Estado se transfirieron a organismos descentralizados.

iii) Se incrementó la participación estatal en las utilidades y conducción de las operaciones.

iv) De la apropiación por el particular del petróleo (extraído por él) a cambio de una retribución al Estado, se evolucionó hacia sistemas en que el Estado retiene el petróleo extraído por el particular a cambio de una retribución.

La falta de estructuras para afrontar estos cambios obli-

gó a crear nuevas figuras (inspiradas, a veces, en otras legislaciones), que carecieron de la elaboración doctrinaria y jurisprudencial que otorgara seguridad a su aplicación.

La comparación cualitativa evidencia diferencias considerables entre las diversas fórmulas, que no provienen de los instrumentos jurídicos adoptados sino del contenido de los derechos y obligaciones que ambas partes se otorgan.

En 1943 Venezuela aumentó la regalía al 16²/₃% y en 1948 estableció que la totalidad de los impuestos pagados no debía ser inferior al 50% de las utilidades, logrando un ingreso fiscal entre 1948 y 1958 que duplicó largamente los porcentajes obtenidos en el período 1913-1947. En este mismo país, durante los años 1955-1957, los aportes al fisco eran del 52% de las utilidades y se elevaron al 65 y 69% en 1958 (año de la reforma que llevó al 47¹/₂% el impuesto sobre los ingresos mínimos, manteniendo los demás impuestos). Posteriormente el impuesto sobre los ingresos subió al 60%.

Los aportes al Estado que en el Medio Oriente (20%) no alcanzaban en 1948 ni a la mitad de los que recibía Venezuela (55%), en el decenio siguiente progresaron con mayor rapidez que en este último país (46% contra 68%).

En el mismo año (1948) en que Venezuela implantó un porcentaje mínimo del 50%, Kuwait incrementó su regalía a 2.5 dólares por tonelada y pactó una participación en las utilidades del 15%. México, por su parte, celebró contratos con una fórmula nueva.

La participación en el 50% de las utilidades que los Estados pretendían en el decenio de 1945-1955 ha sido ya superada por los principales países productores.

Tanto en las concesiones como en los contratos, generalmente la recuperación de las sumas invertidas por la empresa privada se hace antes del reparto de las utilidades.

En los contratos argentinos de 1958-1962 y en los de 1969 las empresas se resarcan a través del precio de venta de los hidrocarburos entregados a la entidad estatal. La retribución de las empresas que firmaron contratos con México y la de ERAP (Francia) con Irán, pueden calcularse netamente (con relación a la producción en un caso y a las utilidades en otro), mientras en la Argentina la empresa cobra por unidad producida y debe cubrir con ella íntegramente la inversión.

Sólo conociendo los costos empresariales podrían compararse las transacciones que otorgan en petróleo al Estado con las que lo otorgan a las empresas privadas. Una comparación sobre esta base demostraría que en los contratos mexicanos los beneficios netos por unidad de producción que obtendrían las empresas en caso de resultar económica la explotación, se aproximarían a los promedios obtenidos por Venezuela en la misma época.

Las comparaciones entre las distintas fórmulas también son difíciles por las siguientes circunstancias: unas pocas prestaciones son fijas (inversión mínima, bono inicial); otras, proporcionales (al tiempo y al área, a la producción o a las utilidades brutas o netas); unas, obligatorias (inversión de riesgo y producción mínima, aportes al Estado); otras, optativas (las impuestas por la economía de la operación); unas, contingentes y otras, eventuales (reformas tributarias o cambiarias, opciones a

favor del Estado, fijación de mínimos de explotación relativos, de precios, de cuotas, etc.); unas son fácilmente determinables y otras, de difícil evaluación (aportes de mercado, de conocimiento técnico, etc.).

Al contrario de lo que sucede en otros sectores económicos (seguros, transportes, construcción, etc.), en el petróleo no han aparecido todavía fórmulas contractuales uniformes.¹⁷

7. Instituciones estatales de carácter empresarial¹⁸

No obstante las diversas políticas petroleras aplicadas por los países, es posible señalar ciertas similitudes entre la estructura económica del sector y la actividad empresarial cumplida por el Estado.

Varios países europeos que necesitan abastecerse desde el exterior, se han valido de empresas con características jurídicas similares a las privadas controlándolas como accionistas. Así les es posible actuar con más agilidad en la exploración y explotación de hidrocarburos en otros países.

El Reino Unido adquirió acciones de empresas petroleras e Italia y Francia las crearon. El modelo adoptado se asemeja al del *holding*, figura del derecho privado que preocupa a la legislación contra monopolios.

En los países con gran experiencia en la constitución y manejo de sociedades por acciones, el funcionamiento práctico del sistema fue fácil. No sólo la naturaleza jurídica de tales empresas es privada, sino también su espíritu y comportamiento, lo que no les impide cumplir los objetivos impuestos por el Estado. Sus actividades se han desarrollado a nivel mundial, preferentemente en el Medio Oriente y África. En América Latina han empezado a actuar en los últimos años.

Las características de las instituciones estatales de carácter empresarial han sido diametralmente opuestas, ya que su campo de acción es el territorio nacional. No hubo motivos que hicieran indispensable su actuación como empresas de derecho privado. Por el contrario, el ejercicio de privilegios otorgados, la dura competencia de las empresas privadas que debieron afrontar al principio, y el hecho de que sus cuadros directivos provinieran de la administración pública, dio a su actuación el espíritu y modalidades de esta última.

Deben distinguirse las instituciones creadas para abastecer el mercado interno de las creadas para la exportación. Al primer tipo pertenecen la mayor parte de las existentes en América Latina.

Las exportadoras, para evitarse los problemas de comercialización internacional, procuran formalizar acuerdos de venta con empresas que ya poseen los medios adecuados.

Las dedicadas al abastecimiento interno confrontan algunos inconvenientes, tales como:

¹⁷ F. Rouhani en "Acuerdos y contratos internacionales en la industria petrolera", Estudio N° 26 del Seminario Internacional de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Petrolero (Nueva York, 23 de enero al 21 de febrero de 1962), p. 7. "Es probable, y al mismo tiempo altamente deseable, que se llegue a idear muy pronto un contrato tipo sobre petróleo que sirva de modelo internacional. Es evidentemente ventajoso para todos los interesados uniformar, hasta donde sea posible, las reglas aplicables a situaciones similares, así como los métodos y procedimientos correspondientes..."

¹⁸ Véase el cuadro 98.

a) Los cambios de dirección motivados por las fluctuaciones políticas, que dificultan su eficiencia técnica y la programación a largo plazo;

b) La falta de los grandes capitales de riesgo y de desarrollo. ENAP (Chile), PEMEX (México) y PETROBRAS (Brasil) suplieron en gran parte esa falta con el precio de los productos. El financiamiento externo se cubrió recurriendo a préstamos, aportes de capital con participación en las utilidades, créditos de proveedores de equipos, etc.

c) La falta de personal técnico. Ella es consecuencia no sólo de la falta de establecimientos de instrucción especializados, sino también de las dificultades existentes para ofrecer al personal formado remuneraciones semejantes a las de las empresas privadas. El primer problema se resolvió mediante la creación de escuelas e instituciones dentro del sistema educativo general y el otorgamiento de becas. México y la Argentina y, recientemente, Bolivia se han orientado hacia la creación de institutos de alta especialización. La idea de incrementar las bajas retribuciones despierta resistencias en el resto de la administración pública, cuyo nivel salarial es inferior. Su consecuencia es que el personal capacitado, cuya formación ha significado altas inversiones al Estado, no sólo abandona la empresa estatal sino que en algunos casos emigra del país.

d) La limitación de su campo de acción. Ella dificulta:

i) El acceso a las modernas técnicas y experiencias ajenas (*know how*). Para obviar este inconveniente se han seguido varios procedimientos, tales como: la adquisición del derecho al uso de fórmulas técnicas mediante el pago de las correspondientes regalías; la contratación de personal altamente especializado; y el intercambio de experiencias a través de OPEP y ARPEL;

ii) La distribución necesaria del riesgo exploratorio. El monopolio estatal permite repartir los riesgos sobre todo el territorio nacional, pero nunca en la magnitud que lo hacen las empresas que operan en el ámbito mundial;

e) La tendencia a orientar la inversión estatal hacia otras etapas. La retribución cierta e inmediata en materia de refinación y comercialización ha provocado, a veces, atrasos en las labores exploratorias. Ello es consecuencia de la escasez de recursos apuntada más arriba, unida a la presión de los sectores políticos que quieran ver resultados inmediatos. Una fórmula empleada donde coexisten la empresa pública y la privada es entregar a la agencia estatal las áreas de exploración que las empresas concesionarias restituyen al Estado.

Diez países productores de petróleo han creado instituciones estatales de tipo empresarial para la explotación petrolera. También lo han hecho dos países importadores netos: el Uruguay y Cuba. Las características comunes a todas ellas son su autonomía y su actuación limitada al terreno del derecho privado.

En Colombia, Cuba y México se crearon para sustituir a empresas privadas; en el Uruguay, para asegurar el aprovisionamiento de combustibles; en Ecuador, Trinidad y Tabago y Venezuela, para iniciar la gestión directa del patrimonio petrolero. En todos los casos para activar la búsqueda y explotación de petróleo nacional.

FÓRMULAS DE DISTRIBUCIÓN DE LOS BENEFICIOS. EJEMPLOS D

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1935	Argentina	Todas (L.12.161)		m\$ n 10 por ha.	+ 12%
1935	Qatar	Anglo Iranian Oil Co.	4 000 000 rupias	+ 300 000 rupias	+ 3 rupias por ton.
1938	Iraq	Basrah Petroleum Co.	£0/4/0 por ton.		£0/4/0 por ton.
1939	Arabia Saudita	Standard Oil Co. of California	£140 000	£20 000 hasta el descubrimiento del petróleo en el área adicional	
1943	Venezuela	Las que obtengan concesiones y las que se acogiesen (Código Petrolero 13/3/1943)	8 Bs. por ha.	Suma variable de 5 a 30 Bs. por ha.	16.2/3%
1948	Venezuela	Todas. Ley de impuesto sobre la renta	Los ordinarios		
1948	Kuwait	American Independent Oil Co.	US\$ 7 500 000	+ US\$ 625 000 hasta el descubrimiento	+ US\$ 2.5 por ton.
1948	México	CIMA	Otra fórmula, véase el cuadro 96		
1949	México	Cities Services Co.	Otra fórmula, véase el cuadro 96		
1949	Arabia Saudita	American Pacific Western Oil Co.	US\$ 9 500 000		US\$ 0.55 por barril
1950	Iraq	Todas			Aumento a £0/6/0 oro por ton.
1950	Bahrein	The Bahrein Petroleum Co.			Aumento de 10 rupias por ton.
1950	Arabia Saudita	ARAMCO		9 000 ton. gasolina; 700 ton. queroseno; 7 500 ton. asfalto	+ £0/4/0 oro por ton.
1951	Arabia Saudita	ARAMCO			
1951	Kuwait	Kuwait Oil Co.			
1951	Qatar	Qatar Petroleum Co.	Los anteriores		Aumento a 10 rupias la ton.
1952	Qatar	Qatar Petroleum Co.	Los anteriores		
1952	Bolivia	Glenn McCarty			16.5% a 40%
1952	Iraq	Iraq Petroleum Co.	£20 000		+ 25% sobre posted price

CONTRIBUCIÓN IMPUESTA A CONCESIONARIOS DE YACIMIENTOS FISCALES

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente ^a
	Ilimitada	Todo el país y áreas submarinas hasta 3 millas					
	75 años	4 100 millas ²					
+ 20%	75 años	Todo lo no concedido anteriormente		26 promedio 1913/1947	19 promedio 1913/1947	0.23 promedio 1913/1947	0.21 promedio 1913/1947
	s/d						
1 que dispusiera la ley	40 años	Hasta 10 000 has.	50%				
ímino 50%	40 años		50%				
+ 15%	75 años	La mitad indivisa de la zona neutral		55	20	0.85	0.34
5%	s/d	s/d		60	21	0.71	0.31
	Hasta 2024	Todo el país y regiones submarinas adyacentes	No	51	24	0.61	0.37
0%	Hasta 1999 y parte hasta 2205	340 000 millas ²	No				
o se descuentan los impuestos pagados a otros países							
0% sin descuento de impuestos pagados en el exterior	Hasta 2026	Todo el país y hasta 6 millas de la costa		55	24	0.75	0.41
	Hasta 2010	4 100 millas ²					
50%	Hasta 2010	4 100 millas ²					
+ Lo que determina la ley impositiva ^b	35 años	970 000 áreas	50% el primer quinquenio				
o 50%	Hasta 2000	32 000 millas ²					

(Continúa)

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1952	Iraq	Mosul Petroleum Co.	£ 20 000		+ 25% sobre posted price
1952	Iraq	Basrah Petroleum Co.	£ 20 000		+ 33.1/3% s/posted price
1952	Qatar	Shell Overseas Exploration Co.	£ 260 000		
1952	Bahrein	The Bahrein Petroleum Co.			
1952	Perú	Todas (Código Petrolero)	Por hectárea Hasta S. 30 Hasta S. 100		
1954	Irán	Iranian Oil Participants Ltd.			12.5%
1956	Bolivia	Todas (Código Petrolero)	Por hectárea Hasta US\$ 0.40 + Hasta 1.5 + Hasta 11%		
1957	Arabia Saudita	Arabian Oil Co. ^c		US\$ 1 000 000	+ 20%
1957	Kuwait	Arabian Oil Co. ^d		US\$ 1 000 000	+ 20%
1957	Irán	A.G.I.P. Mineraria			
1958	Irán	Pan-American Petroleum Corp. ^e	US\$ 25 000 000	US\$ 400 por km ² desde el 13º año que aumenta a US\$ 600 desde el 23º	
1958	Venezuela	Todas. D.L. impositivo sobre la renta	Los ordinarios		
1958	Argentina	Eso Arg. Inc. Shell Production Co. Panamerican Arg. Oil Co. Cities Services Co. Union Oil Company of California Ohio Oil Co. of Argentina	Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula Otra fórmula		Véase el cuadro 96 Véase el cuadro 96 Véase el cuadro 96 Véase el cuadro 96 Véase el cuadro 96 Véase el cuadro 96
1959	Argentina	Tennessee Arg., S. A.	Otra fórmula		Véase el cuadro 96
1961	Kuwait	Kuwait Shell Petroleum Development Co. Ltd.	£ 7 000 000 £ 23 000 000 a pagar después	£ 1 000 000 hasta el descubrimiento, o el 2º año, momento en que se duplicará	+ 12.5%
1961	Argentina	Continental Oil Co. of Argentina	Otra fórmula Véase el cuadro 96		
1961	Argentina	Astra Cía. Argentina de Petróleo, S. A.	Otra fórmula Véase el cuadro 96		
1963	RAU	ENI/Italia	No hay		20% del producto del 50% del área y 30% del área final

Continuación)

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente ^a
o 50%	Hasta 2007	El este del Tigris y el norte del paralelo 33		55	32	0.76	0.53
o 50%	Hasta 2010	La asignada en 1938					
+ 50%	75 años	10 000 millas ²					
50%	Hasta 2024	Todo el país					
+ 50%	Hasta 50 años	Hasta 400 000 has.					
o 50% sin descontar lo pagado a otros países	25 años + 15 opcionales	100 000 millas ²		53	40	0.74	0.72
o 50%				52	45	0.82	0.78
o 56%	44 años	Partes indivisas de las áreas submarinas situadas más allá de 6 millas de la costa	Del 20% cada 5 años a partir del 20º	52	45	0.94	0.80
o 57%	44 años						
75%	25 años a partir de la iniciación de las ventas y hasta 15 de prórroga	22 900 km ²	50%				
o 75%	25 años a partir de la entrega de los primeros 629 000 barriles y hasta 10 años de prórroga	16 000 km ²	25% al 5º año y 25% el 10º	65	43	1.01	0.79
47 1/2% mínimo			50%				
				68	47	0.96	0.79
o 50% sobre post-ed prices + opción a la compra del 20% de las acciones	45	Todo el lecho del mar a partir de 6 millas marinas de la costa	20% el tercer año	66	s/d	s/d	s/d
o 0.75% sobre precios a fijar semestralmente	30 con opción a 15 + período exploratorio (4 años)	28 000 km ²	25% el 4º año, 25% el 8º y 40% el 12º				

(Continúa)

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1963	Indonesia	P.T. Shell Indonesia	US\$ 5 000 000 + 5 000 000 al alcanzar la producción a determinado nivel		+ (20%)
1963	Indonesia	P.T. Stanvac Indonesia	US\$5 000 000 y US\$ 30 000 000 al alcanzar la producción determinado nivel		+ (20%)
1963	Indonesia	P.T. Caltex Pacific Indonesia	US\$ 30 000 000		+ (20%)
1964	Egipto	Panamerican UAR Oil Co.	Hasta US\$ 27 500 000 de costos exploratorios		+ (15%)
1964	Colombia	Tennessee Colombia, S. A. ^g			+ 19%
1965	Libia	Las que se acogiesen (L. 20/11/1965)	£500 Libias	+ Hasta \$ 2 500 Libias cada 100 km ²	+ 12.5%
1965	Arabia Saudita	RAP/Francia	US\$ 1 500 000 + 5 000 000 cuando la producción alcance determinado ritmo	+ US\$ 5 por km ² progresivo hasta 500 los últimos 5 años	+ 15% al 20% (mínima: US\$ 1 500 000)
1965	Irán (NIOC)	ERAP/Francia	US\$ 27 000 000 al descubrirse producción comercial	Progresivo de US\$ 400 el km ² a 1 050	+ 12.5% sobre post ed prices
1965	Irán ^h	Atlantic Union of California, Sun Oil, Murphy Oil Corp.	US\$ 25 000 000	+ 1.50 a 4.25 por acre	+ US\$ 10 p.b.d. promedio cada 30 días
1965	Argelia	Francia, por las empresas francesas concesionarias	No hay		18.75% sobre el gas
1965	Indonesia	Indonesia Calasiatic	US\$ 5 000 000 + US\$ 5 000 000 cuando la producción alcance determinado ritmo		+ 20
1966	Irán (NIOC)	Grupo alemán	+ US\$ 5 000 000 cuando la producción alcance determinado ritmo	+ Progresivo de US\$400 a US\$1 050	+ 125%
1966	Irán (NIOC)	ERAP [Francia]	Otra fórmula	Véase el cuadro 96	
1966	Indonesia	Indonesian American Petroleum Co.	Otra fórmula	Véase el cuadro 96	

ontinuación)

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente ^a
50% sobre precios reales	30		50% a los 5 años	67	s/d	s/d	s/d
50% sobre precios reales	30		50% a los 5 años				
50% sobre precios reales	20	La anterior					
5% sobre precios reales	30 con opción a 15 más	73 150 km ²	30% al 4º año, 40% al 7º año	66	s/d	s/d	s/d
50% hasta un total global del 9.5%	25 + período exploratorio (6 años)	1 164.07 km ²		s/d	s/d	s/d	s/d
50% s/posted prices	50 prorrogables hasta 60	Hasta 30 000 u 80 000 km ² según la zona	Variable	s/d	s/d	s/d	s/d
40% s/posted prices	30 + período exploratorio (2 a 5 años)	A determinar	20% de las áreas no explotadas cada 5 años	s/d	s/d	s/d	s/d
o lo que determine la ley impositiva	25 prorrogables por 15 + período exploratorio (de 6 a 9)		25% al 5º año 25% al 10º año	s/d	s/d	s/d	s/d
o 50							
53 en 1967 4 en 1968 55 a partir de 1959 a precio real, mínimo US\$ 2.08 por barril	Período exploratorio + 25 años y 5 después de iniciada producción comercial prorrogables por 10 más.	200 000 km ²	1/3 cada 5 años hasta totalizar el 70%				
o 60%	Período exploratorio (8 años) + 30		25% al 5º año 25% al 10º año				
0% y lo que determine la ley impositiva	Período exploratorio (12 años) + 25 años desde producción comercial prorrogable hasta 15 más	5 150 km ² aprox.	25% al 5º año 25% al 15º año				

(Continúa)

Año	Estado	Empresa	Aporte fijo		Regalías
			Inicial	Anual	
1967	Argentina	Concesionarios	Ventajas especiales	M\$ 20 000 por ha. reajustables	+ 5% al 12%

FUENTE: "The Economics of Middle Eastern Oil", Charles Issawi y Mohammed Yeganeh; "Development of Mineral Resources in Asia and Fa. las actividades petroleras venezolanas y mundiales, 1964 y Apéndice Estadístico. Div. de Economía Petrolera, Caracas 1965, I-191.

^a Excluye primas iniciales.

^b Exención de 5 años a partir del comienzo de la exportación.

^c Además, el concedente se reserva el derecho a adquirir el 10 por ciento de las acciones de la sociedad creada para explotar la concesión cot

^d Id., el 20 por ciento integrando los gastos de exploración.

^e La inversión destinada a exploración está a cargo del concesionario, quien se compromete a efectuar una inversión mínima a tal fin. E de JNPI) en la sociedad constituida para explotar la concesión.

^f Derecho a la compra del 20 por ciento de las acciones de la sociedad que se cree para explotar la concesión.

^g En caso de no descubrirse petróleo, la empresa se hará cargo de todos los gastos de la exploración.

^h La fórmula elegida es la opción del concedente a formar una sociedad mixta sometida a todas las cargas tributarias.

Generalmente intervienen en todas las etapas de la explotación de los hidrocarburos.

La institución uruguaya ANCAP es la única que, además de ocuparse de los hidrocarburos, atiende otras actividades (alcoholes y cemento). En la Argentina la distribución del gas natural está a cargo de otra empresa del Estado, distinta de YPF.

Hasta hace poco no se había difundido en América Latina la organización de la actividad petrolera estatal en los *holdings* tan comunes en Europa, sistema que hace compatible la concentración directiva con la descentralización operativa.

Actualmente PETROBRAS ha creado 4 empresas subsidiarias que son: PETROBRAS Química, S. A. (PETROQUISA) que se ocupa de la petroquímica, PETROBRAS Distribuidora, S. A. (PETRODISTI) que se ocupa

de la distribución de derivados, Petróleo Internacional, S. A. (BRASPETRO) que se ocupa de investigaciones y explotación en el exterior y la Compañía de Petróleo de Amazonia (COPAM) que se ocupa de la refinación y comercio de derivados. Además aporta el 35% del capital de una empresa mixta PETROCOQUE, S. A., que se ocupa de la industrialización y comercialización del coque.

En igual sentido se orientan ENAP, PEMEX e YPF.

Salvo el caso reciente de PETROCOQUE, no han ejercido las empresas petroleras estatales las atribuciones de crear empresas de economía mixta. La reforma legislativa venezolana de 1967 permite al capital privado integrar sociedades mixtas con CPV, previa aprobación legislativa.

La estructura directa y los sistemas de contraloría son muy diversos. Sus patrimonios iniciales se han cons-

conclusión)

Porcentaje de las utilidades	Duración	Área	Reducción	Aportes totales al fisco			
				Porcentual sobre utilidades brutas		Por barril en US\$	
				Venezuela	Medio oriente ^a	Venezuela	Medio oriente ^a
55%	Período exploratorio (hasta 17 años) + 25 años prorrogables por 10 más	250 km. ² Hasta 5 por persona	50% al 4º o 5º año 50% del remanente al 7º, 9º, 12º o 17º año. Siempre del período exploratorio				

East", U.N. publ. 53/II/F/5. Petroleum Intelligence Weekly, años 1964/1967; Petroleum Legislation. I.P.I. N. York 1965. Algunos aspectos de

adadas a la par.

Estado percibe el 50 por ciento de las utilidades totales como concedente y el 25 por ciento por su participación del 50 por ciento (a través

tituido con el valor de los yacimientos y bienes vinculados a su explotación y con aportes estatales provenientes, en algunos casos, de rentas generales y, en otros, de impuestos creados al efecto.

En Venezuela y el Perú los derechos de exploración y explotación y las regalías pagadas por las empresas concesionarias se destinan a la integración del capital de la empresa fiscal.

8. Estructura administrativa

Para los hidrocarburos, las funciones de la administración ejecutiva en el gobierno central están a cargo de un ministerio, a veces responsable también de la minería. Recientemente se ha creado en la Argentina la Subsecretaría de Energía, del Ministerio de Obras y Servicios Públicos, y en Bolivia, el Ministerio de Energía e Hidro-

carburos. El Ecuador tiene una Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales y Turismo, y México, una Dirección General de Minas y Petróleo, de la Subsecretaría de Recursos Naturales no Renovables. En el Brasil, aparte del Ministerio de Minas y Energía, existe el Consejo Nacional del Petróleo, de carácter autónomo, integrado por representantes de diversos ministerios y de las organizaciones gremiales de la industria y del comercio, que ejerce funciones regulatorias superiores en este campo.

En los países federales la administración pública local no interviene en materia de hidrocarburos.

Una asociación de empresas estatales, Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), actúa en la región a nivel internacional, pero ningún organismo del tipo de la Comunidad Económica Europea prevalece sobre la administración nacional.

EJEMPLOS DE RETRIBUCIÓN A CONTRATISTAS PARTICULARES DE AGENCIA

<i>Año</i>	<i>País</i>	<i>Contratista</i>	<i>Retribución de trabajo y riesgo</i>	<i>Reembolso de las sumas invertidas</i>
1948	México	Cities Services Co.	Opción a la compra del 50 por ciento de la producción al precio especial que le permita un beneficio de 0.15 a 0.35 US\$ por barril	Total a plazos hasta 10 años
1949	México	Cima	Opción a la compra de los excedentes que el mercado local no requiera más 15 al 18 1/2 por ciento del valor de la producción a precio de mercado libre de impuestos	Sí. Percibe el 50 por ciento de las sumas obtenidas por la venta de petróleo extraído hasta cubrirla
1950	México	Sharmex, S. A. ^a	15 por ciento del valor de la producción libre de toda carga	Sí. Percibiendo hasta cubrirla de 25 por ciento al 50 por ciento de las sumas obtenidas por la venta de petróleo extraído
1950	México	Independent Exploration Co. Edwin Pauley ^a	15 por ciento del valor de la producción libre de toda carga	Sí. Percibiendo hasta cubrirla de 25 por ciento al 50 por ciento de las sumas obtenidas por la venta de petróleo extraído
1958	Argentina	Esso, Arg. Inc.	US\$ 1.75 a 1.83 por cada barril de petróleo extraído	No.
1958	Argentina	Shell Production Co. of Arg.	50% del petróleo extraído luego de cubiertos los costos y un aporte de £1500 000 a YPF	Sí. Además la contratista paga una prima en caso de descubrimiento
1958	Argentina	Panamericana Argentine Oil Co.	US\$ 1.59 por barril de petróleo extraído	No.
1958	Argentina	Cities Services Co.	Pago del precio de importación por barril de petróleo extraído	No.
1958	Argentina	Union Oil Co.	US\$ 1.91 por barril de petróleo extraído	No.
1959	Argentina	Tennessee Argentina, S. A.	US\$ 1.77 por barril de petróleo extraído	No.
1961	Argentina	Continental Oil Co. of Argentina y Ohio Oil Co. of Argentina	US\$ 1.87 por barril de petróleo extraído	No.
1961	Argentina	Astra	US\$ 1.43 por barril de petróleo extraído en moneda argentina	No.
1961	Argentina	SAIPEM (Italia)	US\$ 1.70 por m ³ extraído	No.
1966	Irán	ERAP (Francia) ^b	Opción de compra al costo + el 50% de la utilidad bruta + el 2% del 35% al 45% de la producción	Total si se alumbran yacimientos comercialmente explotables
1968	Venezuela	Limitación área sur Lago Maracaibo	Beneficio obtenido por la venta del petróleo extraído menos los impuestos y aportes CVP	Puede lograrlo si la explotación cubre los costos

FUENTE: The Economics of Middle Eastern Oil, Charles Issawi y Mohammed Yeganeh, Petroleum Intelligence Weekly, años 1964/ 1967. Pe
^a La agencia estatal PEMEX explotará los pozos que resulten productivos pudiendo aprovechar el financiamiento otorgado por la contratista.

^b ERAP cubrirá todos los gastos de exploración y explotación y en caso de ser fructíferos, N.I.O.C. los reembolsará. Del petróleo descubierto, al 45% (interior) del petróleo extraído durante 25 años. El ente estatal reparte los beneficios y no la empresa, como en otros contratos. El estado se beneficia con el 50% del mineral descubierto y el 55% o 65% del extraído al precio de costo.

ESTATALES POR EXTRAER PETRÓLEO ASUMIENDO EL RIESGO MINERO

Reducción de área	Duración en años	Área	Beneficios obtenidos en otras áreas en US\$			
			Netos		Brutos	
			Vene- zuela	Medio Oriente	Vene- zuela	Medio Oriente
ninguna	25	Más de 100 000 acres	0.70	1.52	2.33	2.47
Ninguna	25	A determinar	0.47	1.14	2.09	1.99
Ninguna	25	Hasta 4 unidades de 15 000 acres c/u	0.57	1.20	2.22	2.02
Ninguna	25	Hasta 4 unidades de 15 000 acres c/u				
50% en 6 años 25% en 10 años	30	3 974 850 acres				
30% en 3 años 20% en 5 años 25% en 7 años 15% en 10 años	30	5 090 260 acres				
Ninguna	15 más 5 opcionales	998 400 acres	0.55	1.05	2.60	2.16
Ninguna	La que demanda terminar la obra	1 327 900 acres				
A las estructuras descubiertas hasta el 7º año	22 más 5 opcionales	3 953 600 acres				
A 2 075 000 acres o 247 000 acres según el capital invertido	25 años	3 459 400 acres	0.42	0.88	2.38	2.00
50% el 6º año 25% el 10º año	40 años	8 352 000 acres	0.45	0.87	2.40	1.91
Ninguna	20 años	14 826 acres				
Ninguna	13 1/2 prorrogables a 15	300 pozos				
Al 50% de las reservas descubiertas explotables después de las reducciones siguientes: Áreas terrestres: 1er. año a km² 20 000 4º año a km² 10 000 6º año a km² 5 000 Áreas submarinas: 1er. año el 50% 3er. año el 16 2/3% 6º año el 16 2/3%	25 años a partir del descubrimiento comercial + período exploratorio	Terrestres: 19 000 km² aproximado Submarinas: 20 000 km²				
Al 20%	23 años	50 000 has.				

troleum Legislation I.B.I. N. York 1965. Información propia.

el 50% constituirá reserva nacional y del 50% restante ERAP podría adquirir al costo (más un 2% de impuesto) del 35% (zona costera)

ESTRUCTURA JURÍDICA

País	Constitución	Normas regu- latorias básicas	Agencias estatales		Propiedad de los yacimientos	Fórmula de explotación
			Nombre	Función		
Argentina	La Nación dicta la legislación minera (Art. 67, inc. 11)	L 17.319/23/6/ 67 1967 L 12.161 26/3/1935 D 14.918/56 D 1367/63 D 1880/58 D 2420/57 D 2870/66	Yacimientos Petro- líferos Fiscales Gas del Estado Ministerio de Obras y Servicios Públicos (Subsecretaría de Energía)	Empresaria. Cubre todas las fases en concurencia. Distribuye gas. Au- toridad supervisa las actividades de YPF y Gas del Es- tado	De la Nación, in- alienable e impres- criptible Art. 1.L 17319/67	Estatul, privada o mixta (Art. 2 L 17319/67)
Bolivia	Propiedad estatal (Art. 108)	DL. 24/10/36 Ley General de Hidrocarburos (DL. 10170 28/ 3/1972)	Yacimientos Petro- líferos Fiscales Bo- livianos Ministerio de Ener- gía e Hidrocarburo- ros (Dirección General de Hidrocarburos)	Empresaria. Cubre todas las fases di- rectamente, median- te empresas mixtas o terceros (DL. 10170 28 / 3 / 1972, Arts. 1 y 10/12) Monopoliza el trans- porte interno me- diante cañería, y la refinación para con- sumo interno (id. Art. 11). Autorita- rias	Directa, inalienable e imprescriptible del Estado (Art. 1DL 10170 28/3/1972)	Puede hacerla YPFB en todas sus fases di- rectamente por em- presas mixtas o por contratos con terce- ros (DL 10170, Arts. 1 y 10/12)
Brasil	La Nación legisla la materia (Art. 8, inc. XV) y puede esta- blecer impuesto so- bre la producción, importación, circula- ción, distribución y consumo de com- bustible y lubrican- tes fluidos (Art. 22 VIII CN)	M: D.L. 1985 29/1/1940 Ley Petrolera: D.L. 3236 7/5/41)	Consejo Nacional del Petróleo (D.L. 398 29/4 1953 y D. L. 538 7/7/1938) Petróleo Brasileiro, S. A. (Petrobras) (Ley 2004, 3/10/ 1953) D. 40 845 (28/1/1957) Ministerio de Minas	Dirige y supervisa el ejercicio del mo- nopolio petrolero estatal. Detenta el monopo- lio de la producción salvo transporte y almacenamiento Formula, dirige y ejecuta la política	Originaria de la Nación (D.L. 3236/ 41)	Monopolio estatal so- bre todas las fases (Ley 2004), lo ejer- ce a través de Pe- trobras, S. A. y del Consejo Nacional del Petróleo

INSTITUCIONAL

Almacena- miento	Transporte	Manufactura y refinación	Comerciali- zación	Petroquímica	Utilidad pública	Concesiones anteriores	Compromisos internacionales
El Estado Na- cional ejerce la policía de seguridad de las instala- ciones. (Ley 13660, 25/X/ 49)	Estatad, privada o mixta (Art. 2 LH) Concedible sin ex- clusividad por 35 años prorrogables por 10 más (Art. 41 LH) Los permisionarios de exploración y explotación tienen derecho a una concesión de este tipo (Art. 19 y 30 LH) La capacidad va- cante puede ser usada por terce- ros a tarifa (Art. 43LH) Las obras que ex- cedan la concesión y la construcción de oleoductos re- quieren autoriza- ción (Arts. 40 LH y 404/406 OM)	El Estado Nacio- nal ejerce la po- licía de seguri- dad de las insta- laciones (Ley 13660, 25/ X/49) Estatal, privada o mixta (Art. 2L 17 319/ 67) Las nuevas refi- nerías o amplia- ciones deben adecuarse al uso nacional de pe- tróleos naciona- les (Art. 6 LH)	El PE puede li- mitar o prohibir la importación y exportación (Art. 377 CM) Estatal, privada o mixta (Art. 2 L 17319/67) El PE puede re- glamentarla y fi- jar precios (Arts. 6 y 7 id.) Goza de prefe- rencia el abaste- cimiento del mer- cado interno (Art. 6 id.) Las exportacio- nes se deben realizar a precios razonables (Art. 6 id.)	Se acuerdan fran- quicias impositi- vas, precios de fomento en la provisión de de- terminados insu- mos y prioridad para el equipam- iento (Dec. 3113/64) Empresas mixtas controladas por YPF o FM ex- plotan la petro- química	Sí (Art. 13 CM)	Se respetan (Art. 8 LH)	Exención de impues- to al tránsito de pe- tróleo boliviano a través del territorio argentino y limita- ción de las tarifas ferroviarias a las que se cobren a YPF (Convenio, Argentina Bolivia, 19/11/1937). La Nación concede la construcción de oleoductos internacio- nales (Art. 404 CM). Se creó un comité mixto argentino-boli- viano para seleccio- nar áreas de Bolivia, que se explotarán conjuntamente y re- dactar los contratos que regirán las ope- raciones. Las labores de exploración dura- rán 5 años y 30 las de explotación. Se otorga preferencia a la adquisición a las signatarias (Carta de intención 19/12/1966- Buenos Aires). Adhi- rió a ARPEL y a ALALC
Nada se pre- vé	El interno por tu- bería está mono- polizado a favor de YPFB (Art. 11 id.) Los contratistas que extraigan hi- drocarburos paga- rán a YPFB la ta- rifa por usar sus conductos (Art. 46 id.)	La refinación pa- ra el consumo interno la mono- poliza YPFB (Art. 11 id.). YPFB puede constituir socie- dades mixtas pa- ra refinar pro- ductos de expor- tación (Art. 13 id.)	La exportación no paga impues- to a las ventas (Art. 63 id.) Goza de prefe- rencia el abaste- cimiento interno (Art. 43 id.)		Sí (Art. 4) DL. 10170 28/ 3/1972)	Nada se es- tablece	Ver supra Argentina e infra Chile. Dere- chos brasileños a ex- plotar Yacimientos Petróíferos bolivia- nos y exportar el pro- ducto previa satisfac- ción de las necesida- des locales, BO-BRA 25/2/1938 y 17/1/ 1952 Derecho boliviano a construir y explotar un oleoducto a través del Chaco paraguayo hasta un puerto del río Paraguay (BOPA, 16/11/1943) Adhirió a ARPEL y a ALALC y al Pacto Andino
Las plantas de corte y en- vase y elabo- ración de gras- as deben conservar un stock perma- nente de pro- ducto y ma- terias primas	Sujeto a autoriza- ción, regulación y contralor del go- bierno federal (Art. 2 D.L. 395, 29/4/1938). El marítimo y el que se efectúa por oleoductos está es- tatizado. El C.N. del P. fija las ta-	La mezcla y en- vase de aceites pesados y la elabo- ración de gras- as requiere la autorización pre- via del C.N. del P. (D/49331, 24/ 11/1960) El Estado mono- poliza la refina-	El Estado mono- poliza la impor- tación de petró- leo y derivados (Dec. 53337, 23/ 12/1963) Autoriza, regula y controla la im- portación, expor- tación y comer- cio (Art. 2 D.L.	Está regulada por el D. 56571 (9/7/1965) que permite la ac- ción de capital privado Se le otorgan franquicias im- positivas y otras medidas de pro- tección (D.53975,	Sí	Los dere- chos an- teriores a la estatización no se decla- ran expre- samente de- caídos	Ver supra Bolivia Adhirió a ARPEL y a ALALC

(Continúa)

País	Constitución	Normas regu- latorias básicas	Agencias estatales		Propiedad de los yacimientos	Fórmula de explotación
			Nombre	Función		
Brasil (Cont.)	Corresponde a los Estados locales Distrito Federal y Municipios el 40% de esos impuestos (Art. 28, inc. 1) que pueden gravar asimismo las ventas finales a vehículos carreteros con destino a construcción vial (Art. 22, 6º y 24 II CN) Las minas constituyen una propiedad distinta del suelo (Art. 161) Monopolio nacional de la exploración y explotación (Art. 162 CN)		y Energía (L.3782, 22/7/1960)	energética. D.57 810 14/2/66, Art. 3)		
Chile	El Estado tiene la propiedad absoluta, exclusiva, inalienable e imprescriptible (reforma constitucional de 1971)	L. 9618 (19/6/1950) L. 12084 D.302(6/4/60) D.152(27/2/60)	Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) Min. de Minería	Detenta el monopolio estatal de la exploración, explotación, refinación y ventas (Art. 2 id.) Proyecta política y controla el comercio. Técnicas	Absoluta, inalienable e imprescriptible del Estado (Arts. 1/2, id.)	Monopolio estatal ejercido por medio de ENAP (Arts. 1/2 id.)
			Serv. de Minas del Est.			
Colombia		Ley 165 de 1948 Reglamentada por D. 1348 (20/6/1961) Código del Petróleo Dec. 1056, 20/4/53 autorizado por Ley 18 de 1952. Modif. L. 10, 16/3/1961 L. 20, 22/12/1969	Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) Ministerio de Minas y Petróleos División de Petróleos Consejo Nacional de Petróleos (D. 1636/60 y L. 10)	Empresaria. En concurrencia con particulares Cubre todas las fases Proyecta política Burocrática Consultiva	De la Nación. Se respetan los derechos privados sobre yacimientos anteriores a la ley (L. 20, 22/12/1969)	Concesión. El Estado interviene a través de su empresa Ecopetrol
Ecuador		Ley 1459, 27/9/1971 Ley 23/6/1972	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) Ministerio de Recursos Naturales y Turismo (Dirección General de Hidrocarburos)	Empresaria. En concurrencia con particulares (L. 23/6/1972) Ejecutar la política de hidrocarburos aprobada por el P.E. y aplicar la ley de hidrocarburos (Arts. 9/11 L. 1459)	Pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado (Art. 1 Ley 1459)	CEPE puede hacerlo directamente o mediante contratos de asociación o de prestación de servicios (Art. 2 Ley 1459)

Continuación)

Almacena- miento	Transporte	Manufactura y refinación	Comerciali- zación	Petroquímica	Utilidad pública	Concesiones anteriores	Compromisos internacionales
(D. 49 331, 24/11/1960)	rifas (Art. 7 D 40845, 28/1/1957)	ción, pero se res- petan las plan- tas autorizadas o establecidas en- tre el 30/6/52 y el 3/10/63 (Art. 44 L. 2004)	395, 29/4/1938) Puede fijar pre- cios procurando la uniformidad nacional (id.) El C.N. del P. fija los precios de ventas (Art. 7 id.)	19/6/1964 D. 54298, 15/2/1965, D.55759, 15/2/ 1965) Petrobras Qui- mica, S. A. Sub- sidiaria de Pe- trobras explota la petroquímica asociándose al capital privado			
		Monopolio esta- tal L. 4927 3/ 1/1931	Puede monopoli- zarla el Estado	Se creó una Com- isión Técnica Petroquímica Asesora de la Vicepresidencia Ejecutiva de la Corporación de Fomento de la Producción (Res. 593, 1/10/1964) que ha creado subsidiarios pe- troquímicos	Sí	No había	Derecho boliviano a explotar el oleoducto construido entre Sica- Sica y Arica por me- dio de YPFB o cual- quier empresa priva- da (Protocolos BO- CHI, La Paz, 14/10/ 1955 y 24/4/1957). Adhirió a ARPEL, ALALC y al Pacto Andino
Libre	La construcción de oleoductos priva- dos requiere au- torización La de oleoductos destinados al ser- vicio público, con- cesión (Arts. 45/ 57 CP)	Libre. Requiere el permiso pre- vio ministerial, la instalación en reservas nacio- nales (Arts. 58/ 59)	Libre. El merca- do interno tiene preferencia so- bre el externo D.L. 1659/64, Art. 3 y D. 2675, 26/10/1964 Arts. 1/4)	Estuvo exonerada del pago del im- puesto de la ren- ta hasta 1969 (L. 81, 1960, Res. 197, inc. 6) Se permite con- tabilizar como inversión el 5% de la renta líqui- da comercial que se invierta, en el incremento de la producción (id. y D.3275/61 y Res. 1/1961)	Sí (Art. 4 CP)	Se respetan Se permite la conver- sión de con- cesiones an- teriores	Adhirió a ALALC y al Pacto Andino
Nada se es- tablece	Constituye servicio público si es por cañería (Art. 54 L. 1459) Monopolio estatal de su construcción y operación (Art. 55 id.) Se respetan dere- chos anteriores (id.). Autorización ministerial para construir secunda- rios (Art. 57 id.) Fijación ministe- rial de tarifas pa- ra transporte te-	Ver columna si- guiente	Obligación de entregar parte de la producción a las plantas re- finadoras e in- dustriales del país (Art. 30 L. 1459)		Sí (Art. 4 L. 1459)	Se respetan procurando su conver- sión en los contratos que prevé la ley 1459	Adhirió a ARPEL, ALALC y al Pacto Andino

(Continúa)

País	Constitución	Normas regu- latorias básicas	Agencias estatales		Propiedad de los yacimientos	Fórmula de explotación
			Nombre	Función		
Ecuador (Cont.)						
México	Nacionaliza el petróleo prohíbe otorgar concesiones (Art. 27)	D.7/6/1938 Ley de Petróleo del 29/11/1958 D.R. 25/8/1959 D. 24/8/1959	Petróleos Mexicanos (PEMEX) Secretaría del Patrimonio Nacional	Monopoliza toda la actividad (Art. 4 LP). Autoridad de aplicación de la Ley. Asigna áreas para la explotación de PEMEX (Dec. 24/3/1959)	De la Nación, el dominio directo, inalienable e imprescriptible (Art. 1 L. P.) (Art. 27 CN)	Monopolio estatal, Art. 2 L.P. PEMEX puede celebrar particulares contratos operativos y para prestación de servicios (Art. 6 LP). La retribución se debe pagar en efectivo, estando prohibido el reconocimiento de participación en los productos o en los resultados de la explotación (Art. 6 L.P.)
Perú	El dominio pertenece al Estado (Art. 37)	Ley 11780 12/3/1952 reglamentada por D. 1(10/6/1952) DL.17440 (18/2/1969)	Petróleos del Perú Ministerio de Energía y Minas (Dirección General de Hidrocarburos)	Empresaria en concurrencia con particulares. Cubre todas las fases Policía petrolera. Celebrar contratos de prospección, exploración, explotación y manufactura (DL. 18/12/1969, Art. 6)	Pertenece a la Nación (Art. 37 C.N.) en propiedad inalienable e imprescriptible (Art. 2 DL 18/2/1969)	Por la empresa estatal o por particulares en virtud de contratos con el Ministerio de Energía y Minería o Petroperú (Art. 6 DL. 18/12/1969)
Trinidad y Tabago		The Petroleum Act Nº 46, 30/12/1969 Reformado Act. Nº 4 y Act. Nº 5 (11/2/1970)	National Petroleum Company Ministerio de Petróleo y Minas	Empresaria. En concurrencia con particulares Cubre todas las fases incluso la petroquímica (Sec. 3/6 Nat. Pet. Co. Act. Nº 33, 25/9/1969) Otorgar licencias y aplicar la Petroleum Act. (Sec. 5)	Nada se establece pero sólo los propietarios de tierras concedidas hasta el 31/12/1901 pueden obtener licencias para explorar o explotar el petróleo subyacente. En los demás casos el Estado puede otorgar esas licencias (Sec. 3/4 Petroleum Act)	Por la empresa estatal o por particulares mediante licencia (Sec. 6 Nat. Pet. Co. Act. y Sec. 6 Petroleum Act)
Venezuela	Las concesiones requieren la aprobación del Poder Legislativo (Art. 126) Es atributo nacional la legislación y administración de hidrocarburos (Art. 136, inc. 10), no obstante no haber los estados que integran Venezuela delegado el dominio en la Nación	Constitución de 1961 D.260(19/4/60) Ley Petrolera 13/3/43 Reforma L.29/8/1955 D. 260 (19/4/1960) L. 28/7/1967	Corporación Venezolana del Petróleo (C.V.P.) Comisión Coordinadora de la Conservación y Fomento de Hidrocarburos (RM / 557, 9 / 4 / 1959) Ministerio de Minas e Hidrocarburos Oficina Técnica de Hidrocarburos (Arts. 98/103 D. D.R. 260/60)	Empresaria. En concurrencia con particulares cubre todas las fases Asesorar sobre precios Supervisar toda la actividad sectorial Autoridad de aplicación de la legislación	Ver Constitución	Directa por el Estado, a través de CVP de entes autónomos y empresas estatales que pueden constituir empresas mixtas a ese efecto. Mediante concesión (Art. 3 L.H. mod. por L. 7/8/1967) El gas está monopolizado a favor del Estado que actúa a través de CVP (L. 12/8/1971)

Conclusión)

Almacena- miento	Transporte	Manufactura y refinación	Comerciali- zación	Petroquímica	Utilidad pública	Concesiones anteriores	Compromisos internacionales
	reestre (Arts. 59/ 62 id.) Preferencia a bu- ques ecuatorianos para transporte petrolero (Art. 63 id.)						
Monopolio estatal (Artículos 2 y 3 L.P.)				Se reserva a PEMEX y a sus empresas subsi- diarias y asocia- das a la petro- química básica. La actividad pri- vada puede in- tervenir en las demás etapas de la petroquímica con restricciones a favor de em- presas integra- das por mexica- nos (D.16/12/ 1970)	Sí (Art. 10 L.P.)	Se expropia- ron (D. 18/ 3/1939)	No adhirió a ARPEL, adhirió a ALALC
Pueden ope- rarse median- te contratis- tas las plan- tas ubicadas fuera de los campos, ins- talaciones o refinerías (Art. 33 D. 24/8/1959)	Puede efectuar el ferroviario, carre- tero o marítimo mediante contrato con terceros (Art. 32 D. 24/8/1959)	Para producir especialidades partiendo de de- rivados básicos de refinación se requiere autori- zación (Art. 25 D.24/8/1959)	Monopolio esta- tal, incluso la distribución y primera venta de derivados Art. 3 L.P.)				
Nada se establece expresamente. Subsisten los derechos adquiridos por concesionarios anteriores a 1969		Se estatizó la re- finación, salvo derechos adqui- ridos El Ministerio de Energía y Mine- ría y Petroperú pueden celebrar contratos de ma- nufactura (Art. 6 DL.18/2/1969)	Estatizada, salvo el abastecimien- to al por menor que se ejerce por empresarios na- cionales (Arts. 6 y 7 DL. 18/2/ 1969)	La petroquímica básica está esta- tizada (Art. 8 DL.18/2/1969)	Sí (Art. 2 L.P.)	Se respetan (Art. 5 DL. 18/2/1969)	Adhirió a ARPEL, ALALC y al Pacto Andino
Nada se esta- blece expre- samente	Por la empresa estatal o por particulares mediante licencia (Sec. 6 Petro- leum Act. y Sec. 6 Nat. Pet. Co. Act. y Petrochemical Industry Development Act. N° 4 de 1962)		Obligación de vender petróleo, sus derivados y productos petro- químicos en ca- so de estado de guerra o emer- gencia decretado por el goberna- dor (id. Sec. 35)		Sí. Sec. 28 (7) (Petro- leum Act)	Se convier- ten al sis- tema de la ley nueva procurando conservar las condi- ciones de la anterior (Sec. 37 Pe- trol. Act)	Adhirió al Pacto de Bagdad (OPEP)
El almacena- je de com- bustibles se rige por las normas del servicio pú- blico (Art. 8 L.H.)	Concedible por 50 años, renovables (Arts. 29 a 34 L.H.) Las concesionarios de explotación pue- den transportar y refinar el petróleo extraído (Arts. 28 y 32 L.H.) Cuando se otorgan separadamente se rigen por las disposiciones aplicables al servicio público (Art. 8 L.H.) Están obligados a transportar petró- leo ajeno cuando su capacidad lo permita (Art. 37 L.H.)	Pueden elaborar petróleo ajeno (Art. 28 L.H.) El P.E. puede celebrar conve- nios especiales sobre valores de referencia del petróleo que se exporte cuando el productor ins- tale plantas de desulfuración en Venezuela (L. 28/7/1967)	El mercado in- terno de produc- tos refinados se regula mediante el sistema de permisos otorga- dos por el Mi- nisterio. D. 187, 3/11/1964 que aseguran a CVP una participación progresiva (R.M. 1010 2/12/1964) La exportación debe efectuarse a precios de re- ferencia	El Instituto Ve- nezolano de Pe- troquímica ex- plora el sector	Sí (Art. 1 L.H.) To- das las eta- pas salvo la petro- química	Se respetan Se permitió la reconver- sión de con- cesiones an- teriores. (Art. 99 L. H.)	Requiere concesión la instalación de oleo- ductos destinados a conducir petróleos de países limítrofes (Art. 34 L.H.) Adhirió al Pacto de Bagdad (OPEP) a ARPEL y a ALALC

INSTITUCIONES ESTATAL

<i>País</i>	<i>Organismo</i>	<i>Naturaleza jurídica</i>	<i>Atribuciones</i>	<i>Integración de sus órganos directivos</i>
Argentina	Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)	Empresa estatal sui generis. Ninguna disposición de su C.O. la somete al régimen de las empresas de Estado (consagrado por las Leyes 13653 y 15023)	Explorar y explotar las áreas reservadas y realizar industrialización, transporte y comercialización en concurrencia con los particulares (Arts. 91/96 LH y 1 C.O.D. 1367, 12/12/1963)	Un funcionario designado por el P.E. ha asumido las funciones del Directorio y del Presidente hasta tanto se proceda a dictar una nueva Carta Orgánica
Bolivia	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	Ente autónomo responsable ante el Presidente de la República	Ejecutar los planes de desarrollo de hidrocarburos bajo normas de eficiente administración (Art. 6 DL.10170, 28/3/1972) Conducir y manejar la industria de hidrocarburos en todas sus fases. Nada se prevé de la petroquímica directamente, en sociedad mixta o mediante terceros en virtud de contratos de operación o de servicio (Arts. 7, 12 y ss id.) Monopoliza el transporte interno por cañería y la refinación para el mercado interno (Art. 11 id.)	S/D
Brasil	Petróleo Brasileiro, S. A. (Petrobras)	Sociedad anónima mixta. Debe regirse por las normas aplicables a la empresa privada (Art. 163, inc. 2 CN)	Gestionar el monopolio estatal de la exploración, explotación, refinación, transporte por mar o por oleoductos (Arts. L. 2004, 3/10/1953) directamente o a través de sociedades subsidiarias (Art. 39 y ss. id.)	<i>Consejo de Administración</i> (Art. 19 L. 2004): 1 Presidente con derecho a veto 3 Directores designados por el P.E. Hasta 3 Directores designados por las personas jurídicas de derecho público que integran la empresa Hasta 2 Directores designados por las personas de derecho privado que integran la empresa El número de Directores se fija a razón de uno por cada 7.5% del capital con derecho a voto <i>Directorio Ejecutivo</i> (id.): 3 Directores designados por el P.E. <i>Asamblea</i> : La integran todos los accionistas por tratarse de una sociedad anónima
Colombia	Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol)	Empresa estatal. Estatuto Orgánico D. 2039, 23/8/ 1956	Explota la ex-concesión De Mares, y las que caduquen y las que solicite a la Autoridad. Puede intervenir en la refinación, almacenamiento y transporte. Importar o exportar, participar en empresas de transporte o distribución (Art. 4 E.O.)	Junta Directiva: Presidida por el Ministro de Minas y Petróleos y cuatro miembros designados por el P.E. (Art. 6 id.). La administra un Presidente (Art. 7 id.).
Chile	Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)	Empresa estatal vinculada al P.E. a través del Ministerio de Minería (D.F.L. 231 5/8/ 1953)	Ejerce directamente la exploración, explotación y refinación de petróleo (Art. 2 Ley 9618, 19/6/1950), compra, venta y transporte de petróleo y derivados (Art. 4 Estatutos L 1208, 27/10/1950) Las tres primeras funciones en monopolio	<i>Directorio</i> (Art. 3 Ley 9618) Presidente: Ministro de Minería El Vicepresidente ejecutivo de CORFO 3 designados por CORFO 1 designado por el Instituto de Ingenieros de Minas 1 designado por Sociedad Nacional de Minería 1 designado por Sociedad de Fomento Fabril

E TIPO EMPRESARIAL

Contralor	Formación de su patrimonio	Destino de sus utilidades	Exenciones tributarias
El Contador General o las contadurías locales pueden disponer la suspensión preventiva de toda medida administrativa dictada contra la Carta Orgánica o la reglamentación interna (Art. 27 C.O.) El P.E. aprueba su presupuesto y Plan de Acción anual (Arts. 15-a, 24 y 32 id.) El Tribunal de Cuentas controla la ejecución presupuestaria	El capital surge de su balance (Art. 7 id.) Financia sus actividades con recursos propios a cuyo efecto los precios de venta de sus productos deben ser retributivos y el Estado debe absorber cualquier quebranto originado en la fijación de precios de fomento (Art. 28 id.)	10%: Recompensa al personal; 10%: Tesoro Nacional; 10%: Fondo financiamiento del estudio y exploración en nuevas áreas; 70%: inversión (C.O. Art. 33)	
Para constituir sociedades mixtas es necesaria la autorización del P.E. (Art. 13 id.)	S/D	S/D	Sólo para regalía del 20% en efectivo y las tasas y aportes sociales (Arts. 57, 58 y 65 id.)
Externos: El Consejo Nacional del Petróleo debe acordar su aprobación a los planes de exploración y explotación (Art. 6 id.), la constitución de empresas subsidiarias (Art. 39 id.) y el otorgamiento de garantías para la financiación de empresas subsidiarias (Art. 25 id.) El Tribunal de Cuentas "opina" sobre las cuentas de las empresas y el Congreso resuelve sobre las medidas a tomar (Art. 32 id.) Interno: Veto del Presidente del C. de Administración con recursos para ante el Presidente de la República, quien resuelve previa audiencia del Consejo Nacional del Petróleo (Arts. 19 inc. 1 y 5 id.) Un Consejo Fiscal de 5 miembros designados por el Estado, las personas jurídicas públicas y las privadas ejerce (Arts. 20/21 id. y Art. 127 D.L. 2627, 26/9/1940)	El 51% de su capital debe pertenecer al Estado Central. A los Estados locales donde yace el petróleo se les reconoce una participación en el capital social de 8% del valor atribuido a tales depósitos, a los Municipios del 2% (Art. 9, inc. 3 id.) Su capital inicial, se formó con el producto de un impuesto a la producción petrolera y gravamen sobre combustibles y lubricantes (L. 1749, 28/11/1952) e importación de automotores (Art. 14 L 2004) Los propietarios de vehículos automotores debieron efectuar hasta 1957 un "aporte" obligatorio a cambio del cual la empresa otorgó acciones (Art. 15 id.) Las contribuciones y las multas que paguen permisionarios o concesionados de cualquier etapa de la industria petrolera se destinan a suscribir acciones a nombre del Estado Central (Art. 48 id.)	Los Estados y Municipios reciben una indemnización del 5% del valor de la producción (Art. 27 id.), que la Asamblea General Extraordinaria del 15/8/1961 elevó a 8% Sus utilidades, deducidas las amortizaciones y reservas, y participación del personal, se reparten bajo la forma de dividendos, como en toda sociedad anónima (Arts. 30 VIII y 51 Estatutos)	De impuesto a las rentas, al consumo, a la importación, los que gravan la adquisición de bienes, sellos e impuestos federales (L.4287, 3/12/1963)
Auditoría (D. 1998 de julio de 1955) Algunos de sus actos requieren la autorización del P.E.	Ex-concesión De Mares y aporte en efectivo del Estado	Ingreso al Tesoro Nacional previo aporte a Departamentos y Municipios del 10% s/ producción bruta (Arts. 9 y 21 E.O.)	Total (Arts. 29 D. 2039/56 y D.1973, 21/9/1951)
1. El contable y legal está a cargo de la Superintendencia de Sociedades Anónimas (Art. 6 id.) 2. Debe someter su memoria y balance a CORFO y a la Cámara de Diputados (Art. 4 id.) La contratación de empréstitos externos requiere la conformidad previa de la Autoridad Cambiaria	a) Inversiones hechas por CORFO hasta el 30/6/1950 y saldo no invertido del presupuesto de caja para 1950 e.g. \$867.000,752.46; b) Asignaciones del presupuesto de CORFO. (Arts. 6 y 7 Estatutos) c) El Estado aporta como capital los impuestos que sus aduanas cobran a la importación de equipos y maquinarias destinadas a su actividad petrolera (Art. 165 Ley 13 305)	Deben reinvertirse hasta que la industria petrolera alcance su pleno desarrollo, oportunidad en que deberán ingresar a rentas generales de la Nación (Art. 6, inc. e. Estatutos)	Atento al destino de sus beneficios, el Directorio dispuso no pagar impuesto a la renta

(Continúa)

<i>País</i>	<i>Organismo</i>	<i>Naturaleza jurídica</i>	<i>Atribuciones</i>	<i>Integración de sus órganos directivos</i>
Ecuador	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE)	Empresa estatal e institución de derecho público con personería jurídica y patrimonio propio (Arts. 1 y 3 DL 146 28/1/1971)	Explorar, explotar, industrializar, transportar y comercializar interna y externamente hidrocarburos realizando todas las operaciones necesarias directamente, participando en empresas mixtas, asociándose a empresas o mediante contratos de prestación de servicios Las mismas atribuciones tiene sobre los minerales utilizables en la petroquímica (Art. 2 DL. 28/1/1971)	Un representante del Presidente de la República que lo preside. Un representante del Ministerio de Recursos Naturales y Turismo. Un representante de los Ministros de Finanzas, Obras Públicas y Defensa Nacional. Un representante de la Comisión de Valores-Corporación Financiera Nacional. Un representante de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación (Art. 21 DL. 28/1/1971)
México	Petróleos Mexicanos (PEMEX)	Organismo público descentralizado con personería jurídica (Art. 1 L 21/1/1971)	Ejerce el monopolio estatal sobre todas las fases de la producción de petróleo y gas (Art. 2 L 21/1/71) Puede celebrar contratos de obra o de servicios a pagar en efectivo Le está prohibido pagar mediante porcentaje en los productos o participación en los beneficios y vender petróleo o gas en yacimiento o el derecho a explotarlo (L. 31/12/1940, Art. 6 L. 27/11/1958 y Arts. 7 y 16 L 21/1/1971)	<i>Consejo de Administración</i> Designado así: a) Por el P.E., 6 miembros b) Por el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana: 5 miembros El Presidente de la República designa al Presidente y Vicepresidente entre los miembros del Consejo y al personal superior (Art. 5 L.21/1/1971)
Perú	Petroperú	Empresa estatal	Explorar y explotar petróleo en zonas reservadas al Estado (L. 9037 y Dec. 2/4/1948) No puede constituir empresas mixtas (D.L. 14473, 2/5/1963) Puede celebrar contratos operativos (Art. 7, inc. D.L. 14473, 2/5/1963)	<i>Directorio integrado por:</i> Un experto en negocios designado por el P.E. Un economista designado por el P.E. Un representante de las Fuerzas Armadas Un abogado especializado Un ingeniero en petróleo Un industrial Los tres últimos a propuesta en terna de las entidades gremiales (D.L. 14473/63, Art. 7)
Uruguay	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)	Ente industrial del Estado autónomo (L. 8764 15/10/1931, Art. 3). La autonomía tiene base constitucional (Arts. 185 y 186 CN)	Además de otras ajenas al sector, importar, rectificar y vender el petróleo y sus derivados en monopolio (Art. 1 id.) También detenta el monopolio de la explotación de los yacimientos que se descubran (Art. 11 id.) Por ley aprobada con 3/5 de votos de cada Cámara puede autorizarse la incorporación, en proporciones minoritarias, de capital privado (Art. 192 CN)	Directorio de 5 miembros designados por el P.E. (Constitución Nacional y D.L. 10310, 8/1/1943) Su régimen colegiado surge de la Constitución (Arts. 185 y 186 CN)

Continuación)

<i>Contralor</i>	<i>Formación de su patrimonio</i>	<i>Destino de sus utilidades</i>	<i>Exenciones tributarias</i>
El Contralor General del Estado ejerce el contralor contable (Art. 26 DL 28/1/1971) Es necesario que el Ministerio de Recursos Naturales y Turismo apruebe el presupuesto anual y autorice su participación en sociedades mixtas, la participación en empresas privadas, celebrar contratos de asociación o de prestación de servicios (Arts. 5 y 7 id.) Para contraer empréstitos externos que comprometan su patrimonio se requiere la autorización del Presidente de la República (Art. 7 id.)	Las zonas disponibles y las que reversionen o fueren devueltas por concesionarios o contratistas (Art. 4, inc. a DL 28/1/71) Las instalaciones, oleoductos, equipos, maquinarias y otros bienes que pasen a propiedad del Estado (id. b); Sus utilidades (id. c); Los títulos y derechos que adquiere (id. d)	Se incorporan al patrimonio de la empresa (Art. 4, inc. c. DL. 28/1/71) para destinarlas a los presupuestos de operación e inversiones, al fondo de reserva y el remanente se entrega al Tesoro (Art. 20 id.)	No se prevé ninguna exención
Necesita acuerdo del P.E. para vender o gravar inmuebles (Art. 7. 21/1/1971) Las Secretarías de Hacienda y Crédito Público y del Patrimonio Nacional autorizan el estado financiero anual (Art. 15 L. 21/1/1971)	<i>Activo</i> Bienes expropiados en virtud del D. 18/3/1938 (L.31/12/1940) Aportes estatales <i>Pasivo</i> Interés del 3% anual sobre aportes estatales Indemnización a las empresas expropiadas Regalía del 10% al 35% (Ley 31/12/1940 y L. 1/12/1944)	20% a reservas 60% Gobierno 20% trabajadores de Pemex. (L. 31/12/1940) Además paga al Fisco como impuesto, el 12% de sus entradas brutas (Ley de Ingresos de la Federación para 1960, DO 29/9/1959, y ss)	No se prevé exención alguna
<i>Técnico</i> De la Dirección del Petróleo <i>Político</i> El ejercido por la Comisión Investigadora del Senado Necesita autorización previa del P.E. para realizar actos de determinada cantidad y volumen y en las operaciones financieras con garantía especial (D.L. 14473/63, Art. 7) <i>Contable:</i> Auditoría permanente de la Superintendencia de Bancos (Art. 28 id.). De programación a cargo de la Dirección Gral. del Presupuesto y del Instituto Nacional de Planificación (Art. 39 Ley de Presupuesto para 1966)	El capital de 1500 millones de soles se integrará con las regalías cobradas por el Estado, el producto de sus propias operaciones y el impuesto del 1% a las exportaciones. (L. 9157) y las sumas que le hubiera correspondido pagar por impuesto sobre las utilidades (Art. 9 y 10, D.L. 14473/63)	Reservas, capitalización y 10% para el personal (Art. 27 id.)	Total de todo impuesto o arbitrio creado o por crearse (Art. 16 D.L. 14473/63)
El P.E. debe aprobar: a) La memoria y balance anual (Art. 1 inc. n. D. 22/1/1943) b) Los precios de venta de sus productos (Art. 1 inc. n. id.) Puede el P.E. destituir a los consejeros con venia senatorial por mal desempeño (Art. 198 CN) El Tribunal de Cuentas fiscaliza la ejecución presupuestaria y la gestión financiera y formula denuncias respecto a cualquier irregularidad (Art. 211 CN) Al culminar su gestión los Consejeros deben rendir cuenta de la misma al P.E., que se pronuncia previo dictamen del Tribunal de Cuentas (Art. 193 CN)	Emisión de empréstito interno de 6 000 000 de pesos uruguayos denominado "Deuda Industrial del Uruguay". (Art. 8 L. 8764)	S/D	Exención de derechos de importación e internos sobre combustibles (Art. 3, inc. j)

(Continúa)

<i>País</i>	<i>Organismo</i>	<i>Naturaleza jurídica</i>	<i>Atribuciones</i>	<i>Integración de sus órganos directivos</i>
Trinidad y Tabago	National Petroleum Company (Compañía Nacional de Petróleo)	Empresa estatal	Promover el desarrollo económico del país emprendiendo la exploración, explotación y manejo de los recursos petroleros y asegurar la más efectiva participación del pueblo de Trinidad y Tabago en el desarrollo y utilización de esos recursos a cuyo efecto puede intervenir directa o indirectamente en todos los aspectos de las industrias petrolera y petroquímica (Sec. 4/6 National Petroleum Company Act., 25/9/ 1969)	De cinco a nueve directores designados por el Ministro entre personas con especiales calificaciones y experiencia en materias relativas a ingeniería del petróleo, ingeniería química, administración de empresas, geología, geofísica, mercadeo, relaciones laborales, contabilidad, economía, finanzas o derecho (Sec. 9 National Petroleum Company Act. 25/9/1969)
Venezuela	Corporación Venezolana del Petróleo (CVP)	Independiente, pero adscrita al Ministerio de Minas e Hidrocarburos que resuelve todo lo que no prevé el decreto de creación (Art. 22 Dec. 260, 19/4/60)	Exploración, explotación, refinación, transporte, compra y venta Promoción o participación en empresas para desarrollar actividades industriales y comerciales en el sector (Art. 2 Dec. 260, 19/4/60) Ejercer por cuenta del Estado el monopolio de la industria del gas (L.12/8/1971)	<i>Consejo Directivo:</i> Lo preside el Ministro de Minas e Hidrocarburos o su representante y lo integran además 8 personas de reconocida competencia en la materia (Art. 7 id.) <i>Junta Ejecutiva:</i> La preside un Director General y la integran asimismo 3 directores (Art. 12 id.)

* Con fecha 23/6/72; cuando el presente documento estaba en trámite de publicación se dictó una nueva ley constitutiva de CEPE.

<i>Contralor</i>	<i>Formación de su patrimonio</i>	<i>Destino de sus utilidades</i>	<i>Exenciones tributarias</i>
El Ministro de Petróleo y Minas puede sustituir a cualquier director (Sec. 9 (3) National Petroleum Company Act) El Directorio está sujeto a las directivas que le imparta ese ministro (Sec. 17 id.) La auditoría de cuentas está a cargo de auditores designados por el Directorio con acuerdo del Ministro, que someten su dictamen a consideración del ministro y del Parlamento (Sec. 20 (2) id.) El Directorio presentará un informe anual sobre la evolución de las operaciones al ministro, quien a su vez lo someterá a consideración del Parlamento. (Sec. 25 id.)	Integran su patrimonio: Los derechos de exploración, explotación y conexos que le atribuya el Gobierno; Los bienes muebles e inmuebles que le transfiera el Gobierno o adquiera de otro modo; El remanente de sus utilidades. (Sec. 18 National Petroleum Company Act)	El Ministro de Finanzas determinará las utilidades que ingresarán al fisco y el saldo se destinará a la expansión de las actividades de la empresa y a fondos de reserva. (Sec. 21(2) National Petroleum Company Act.)	El gobernador puede concederle exenciones de ciertos impuestos o contribuciones (Sec. 24 National Petroleum Company Act. 25/9/1969)
El P.E. designa el Consejo Directivo (Art. 12 id.) El Ministro del ramo aprueba o modifica el presupuesto anual (Art. 8 inc. 2 id.) El P.E. aprueba el informe anual sobre cuentas y balances (Art. 8 inc. 3 id.)	Derechos de exploración y explotación que le transferirá el Ejecutivo Nacional. Casoductos que le transferirá el Ejecutivo Nacional Aportes del Ejecutivo Nacional; Muebles o inmuebles y otros derechos que le transferirá el Ejecutivo Nacional o adquiera por otro medio Beneficios líquidos que conserve (Art. 3 id.)	Desde el 50% para el fisco; hasta el 50% para el desarrollo o mejoramiento de instalaciones de C.V.P. Bonificación de los miembros de la Junta Ejecutiva y demás empleados ejecutivos (Art. 19 id.)	Ninguna (Art. 21 id.)

ANEXO ESTADÍSTICO

Cuadro 1

AMÉRICA LATINA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

(Miles de m³)

	Argentina	Bolivia	Brasil	Colombia	Cuba	Chile	Ecuador ^a	México ^b	Perú	Trinidad y Tabago	Vene- zuela
1945	3 638	61	13	3 569	24	—	416	6 976	2 185	3 354	51 417
1946	3 307	58	10	3 516	43	—	370	7 876	1 982	3 217	61 763
1947	3 473	60	15	3 941	48	—	375	9 082	2 029	3 263	69 142
1948	3 692	74	23	3 774	25	—	408	9 504	2 237	3 197	77 904
1949	3 591	108	17	4 712	33	9	407	9 896	2 352	3 278	76 680
1950	3 730	98	54	5 401	25	100	418	11 747	2 389	3 227	86 929
1951	3 890	83	110	6 106	20	121	431	12 525	2 561	3 314	98 921
1952	3 946	84	119	6 150	6	145	451	12 545	2 608	3 380	104 969
1953	4 531	96	146	6 269	3	200	472	11 780	2 543	3 553	102 423
1954	4 702	269	158	6 357	4	276	500	13 550	2 728	3 756	109 985
1955	4 850	428	321	6 314	60	410	561	14 526	2 741	3 958	125 183
1956	4 930	508	654	7 017	86	563	544	14 960	2 923	4 600	142 959
1957	5 398	568	1 607	7 273	63	689	507	14 658	3 056	5 416	161 281
1958	5 609	546	3 009	7 457	55	885	489	16 000	2 979	5 939	151 160
1959	7 087	504	3 751	8 518	31	1 022	439	16 814	2 820	6 506	160 803
1960	10 178	569	4 708	8 867	25	1 150	438	17 293	3 063	6 735	165 613
1961	13 431	475	5 534	8 467	21	1 473	465	18 572	3 083	7 277	169 444
1962	15 613	464	5 310	8 254	21	1 858	409	19 326	3 358	7 771	185 685
1963	15 444	540	5 678	9 594	20	2 100	384	20 005	3 416	7 740	188 482
1964	15 943	509	5 265	9 953	18	2 176	444	20 589	3 676	7 900	197 428
1965	15 625	534	5 460	11 638	29	2 020	453	21 008	3 668	7 769	201 533
1966	16 656	967	6 750	11 423	50 ^c	1 976	412	21 466	3 661	8 683	195 628
1967	18 242	2 310	8 509	11 031	135	1 966	347	23 835	4 110	10 334	205 551
1968	19 948	2 383	9 510	10 108	...	2 177	280	25 517	4 314	10 637	209 759
1969	20 678	2 346	10 178	12 287	...	2 122	249	26 769	4 190	9 131	208 565
1970	22 803	1 402	9 654	12 728	...	1 976	230	28 238	4 170	8 116	215 177

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales de cada país.

^a En Ecuador, la producción es neta, es decir, excluye el consumo hecho en los yacimientos.

^b Incluye líquidos de absorción.

^c Estimado.

Cuadro 2

ARGENTINA: GAS NATURAL

(Millones de m³)

	Produc- ción bruta	In- yec- tado	Consumo interno			Botado	Im- por- tado
			Indus- tria pe- trolera	Merca- do in- terno	Total		
1945	609	...	...	...	469	...	---
1950	755	24	449	84	533	165	---
1951	830	19	460	134	594	175	---
1952	898	17	474	170	644	196	---
1953	932	12	473	220	693	190	---
1954	985	6	458	248	706	242	---
1955	1 065	6	459	260	719	321	---
1956	1 148	4	459	305	764	363	---
1957	1 414	111	464	388	852	436	---
1958	1 655	193	468	398	866	585	---
1959	2 153	320	437	421	858	957	---
1960	3 550	676	578	805	1 383	1 462	---
1961	4 908	482	620	1 714	2 334	2 030	---
1962	6 173	234	714	2 238	2 952	2 989	---
1963	5 947	414	899	2 465	3 364	2 167	51
1964	6 586	396	948	2 761	3 709	2 480	20
1965	6 236	230	905	3 317	4 222	1 763	18
1966	5 963	47	853	3 649	4 502	1 368	15
1967	6 468	27	847	3 984	4 831	1 595	10
1968	7 065	22	817	4 324	5 380	1 646	---
1969	7 007	8	993	4 334	5 327	1 672	---
1970	7 665	8	1 048	5 058	6 102	1 598	---

FUENTE: Combustible - Dirección General de Energía y Combustible.

Cuadro 3

BOLIVIA: GAS NATURAL

	Produc- ción bruta	In- yec- tado	Consumo interno			Botado	Im- por- tado
			Indus- tria pe- trolera	Merca- do in- terno	Total		
1959	45	---	---	---	---	---	---
1960	168	17	17	---	17	...	---
1961	169	7	33	---	33	...	---
1962	170	2	47	---	47	...	---
1963	180	---	50	---	50	...	---
1964	194	4	75	---	75	...	---
1965	212	76	80	---	80	...	---
1966	314	85	93	---	93	...	---
1967	854	240	91	---	91	...	---
1968	925	343	76	---	76	481	---

FUENTE: Instituto Boliviano del Petróleo y diversas publicaciones.

Cuadro 4

BRASIL: GAS NATURAL

(Millones de m³)

	Produc- ción bruta	Inyectado	Consumo interno		
			Indus- tria pe- trolera	Merca- do in- terno	Total
1945	1	---	---	---	---
1950	5	---	---	---	---
1951	8	---	---	---	---
1952	7	---	---	---	---
1953	27	---	---	---	---
1954	63	...	---	...	...
1955	62	...	---	...	...
1956	84	...	---	...	...
1957	158	...	---	...	...
1958	300	...	---	...	...
1959	429	...	---	...	...
1960	535	19	---	66	66
1961	527	33	---	54	54
1962	511	67	---	30	30
1963	504	129	42	34	76
1964	532	184	42 ^a	33	75
1965	683	263	57	33	90
1966	789	210	82	31	113
1967	875	165	87	31	118
1968	983	...	...	...	108
1969	1 250	280	104	5	109
1970	1 264	246	71	9	80

FUENTE: Petrobras, Departamento de Producción, y diversas publicaciones.

^a Estimado.

Cuadro 5
COLOMBIA: GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Producción bruta	Inyec- tado	Consumo interno			Tratado	Botado	Usado en gas Lift
			Industria petrolera	Mercado interno	Total			
1945	945	223	206	—	206	63	227	—
1950	...	...	...	—	...	...	...	...
1951	...	...	...	—	...	...	...	...
1952	...	...	...	—	...	...	...	...
1953	...	...	...	—	...	...	...	...
1954	...	...	...	—	...	...	...	...
1955	1 800	...	...	—	...	...	...	...
1956	2 070	...	...	—	...	...	...	...
1957	2 205	...	...	—	...	...	...	...
1958	2 115	...	...	—	...	...	...	...
1959	2 371	228	266	—	266	94	1 755	28
1960	2 338	166	290	—	290	114	1 768	53
1961	2 231	139	312	—	312	108	1 675	60
1962	2 219	123	255	121	376	114	1 506	143
1963	2 350	155	253	204	457	32	1 493	127
1964	2 398	305	348	320	668	1 189	1 331	87
1965	2 658	795	424	451	875	...	...	...
1966	2 778	982	525	495	1 020	1 337	763	83
1967	2 830	1 110	595	460	1 055	1 771	569	83
1968	2 701	1 043	642	441	1 083	1 874	447	67
1969	2 942	991	870	350	1 220	1 950	614	—
1970	2 971	937	963	380	1 343	1 931	569	—

FUENTE: Boletín de Petróleos - Ministerio de Minas y Petróleos.

Cuadro 6
CHILE: GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Producción bruta	Inyectado ^b	Consumo interno ^a	Tratado
1945	—	—	—	—
1950	200	—	—	—
1951	143	—	—	—
1952	92	33	30	—
1953	280	218	40	—
1954	387	289	50	—
1955	466	324	80	329
1956	587	337	110	321
1957	796	491	140	476
1958	1 336	850	100	525
1959	1 815	1 079	200	613
1960	2 194	1 306	280	635
1961	2 549	1 288	300	609
1962	3 560	1 798	360	2 116
1963	5 115	3 234	410	3 801
1964	6 281	4 501	460	4 785
1965	6 215	4 486	517	4 448
1966	6 653	5 069	574	4 468
1967	7 040	5 339	598	4 499
1968	6 988	5 054	515	4 349
1969	7 470	5 206	...	4 323

FUENTE: ENAP.

^a Consumido en los yacimientos de Magallanes según publicación de la CORFO.

^b Incluye gas seco.

Cuadro 7
MÉXICO: GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Producción bruta	Inyec- tado	Consumo interno			Total	Botado	Exportado
			Industria petrolera	Mercado interno				
				Gas importado	Gas nacional			
1945	976.2	—	248	489	—	737	633	—
1950	1 852.4	—	558	642	115	1 315	913	—
1951	2 441.6	—	465	550	328	1 343	1 531	—
1952	2 679.2	219	403	533	472	1 408	1 478	—
1953	2 667.9	256	469	580	462	1 511	1 468	—
1954	2 666.3	219	430	647	540	1 617	1 365	—
1955	3 412.3	391	386	558	740	1 684	1 714	—
1956	3 536.1	571	408	530	848	1 786	1 050	—
1957	4 594.4	684	527	403	1 011	1 941	1 200	—
1958	7 438.0	1 537	511	264	1 415	2 190	1 468	—
1959	9 328.0	2 593	857	292	1 673	2 822	1 378	1 509
1960	9 665.0	2 761	792	320	2 116	3 228	1 054	1 392
1961	10 210.0	2 246	1 119	305	2 898	4 322	1 170	1 533
1962	10 515.0	1 365	2 803	305	3 604	6 712	1 305	1 512
1963	11 371.0	1 244	1 956	286	4 362	6 604	2 033	1 469
1964	13 735.2	1 421	2 257	284	5 080	7 621	2 355	1 564
1965	13 964.6	1 251	3 267	276	5 387	8 930	2 813	1 539
1966	14 985.2	...	3 452	346	5 831	9 629	...	1 457
1967	16 222.9	...	3 962	512	6 755	11 229	...	1 538
1968	16 337.0	...	3 902	a	7 352	11 254	2 710	1 397
1969	17 217.7	3 615	3 795	480	7 535	11 810	3 700	1 381
1970	18 838.7	...	3 487	505	8 214	12 206	4 908	1 260

FUENTE: Datos suministrados por el Departamento de Control y Estadística de México.

^a Incluido en gas nacional.

Cuadro 8
PERÚ: GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Producción bruta	Inyec- tado	Consumo interno			Tratado	Botado	Usado en gas Lift
			Industria petrolera	Mercado interno	Total			
1945	...	...	...	...	...	...	...	...
1950	...	...	...	...	...	...	...	...
1951	818	...	...	...	...	704	66	...
1952	877	...	...	...	...	700	129	3
1953	931	82	...	...	97	719	105	14
1954	914	67	...	...	46	711	47	10
1955	1 011	70	...	...	53	769	116	11
1956	1 032	49	...	...	34	795	136	18
1957	1 254	21	...	...	43	...	209	65
1958	1 279	39	...	...	56	787	291	106
1959	1 228	51	...	...	50	795	209	123
1960	1 954	75	...	...	53	783	920	121
1961	1 291	102	...	...	54	760	234	141
1962	1 359	66	...	...	72	806	298	117
1963	1 441	75	...	...	76	844	308	138
1964	1 650	39	...	...	62	935	457	138
1965	1 847	52	...	...	84	933	599	179
1966	1 879	97	...	...	104	919	545	213
1967	1 936	133	...	...	...	816	740	268
1968	2 146	129	...	...	...	797	992	278

FUENTE: Estadística Petrolera del Perú - Ministerio de Fomento y Obras Públicas.

Cuadro 9
TRINIDAD Y TABAGO: GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Producción bruta	Inyectado	Consumo interno			Tratado
			Industria petrolera	Mercado interno	Total	
1945	...	...	...	...	...	...
1950	...	...	...	...	...	...
1959	2 604	...	...	...	...	...
1960	2 765	305	...	...	766	252
1961	2 896	332	...	...	832	248
1962	2 831	375	...	...	850	250
1963	2 814	448	...	...	832	218
1964	2 995	416	...	...	1 089	237
1965	3 263	392	...	...	1 174	273
1966	3 655	562	...	...	1 379	287
1967	3 442	641	...	...	1 522	344
1968	3 981	604	...	...	1 597	577
1969	3 287	700	...	...	1 605	544
1970	3 053	539	...	...	1 600	488

FUENTE: Quarterly Economic Report - Central Statistical Office.

Cuadro 10
VENEZUELA: GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Producción bruta	Inyectado	Consumo interno			Tratado	Botado
			Industria petrolera	Mercado interno	Total		
1945	7 258	...	...	...	...	...	...
1950	15 775	1 190	1 001	116	1 117	7	13 461
1951	19 113	1 462	1 257	183	1 440	9	16 202
1952	20 874	1 796	1 518	238	1 756	13	17 309
1953	20 677	2 586	1 600	568	2 168	81	15 842
1954	21 635	2 074	1 664	678	2 342	253	16 966
1955	24 308	3 891	1 921	827	2 748	316	17 353
1956	27 644	4 859	2 062	932	2 994	370	19 421
1957	32 128	7 384	2 504	1 120	3 624	414	20 706
1958	31 517	9 320	2 669	1 260	3 929	552	17 716
1959	31 836	9 741	2 667	1 515	4 192	556	17 347
1960	31 561	11 063	2 920	1 686	4 606	486	15 406
1961	33 125	13 056	3 110	1 781	4 891	473	14 705
1962	36 301	13 705	3 146	2 043	5 189	553	16 854
1963	37 465	16 268	3 361	2 249	5 610	558	15 029
1964	39 270	16 940	3 615	2 557	6 172	551	15 607
1965	40 846	17 720	3 835	2 703	6 538	536	16 052
1966	41 274	18 475	3 957	2 900	6 857	617	15 325
1967	45 760	19 840	4 131	3 379	7 510	777	17 633
1968	46 287	20 903	4 204	3 549	7 753	776	16 855
1969	47 374	21 318	4 278	3 702	7 980	914	17 162
1970	48 427	20 110	5 125	3 854	8 979	881	18 444

FUENTE: Petróleo y otros datos estadísticos - Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Cuadro 11

ARGENTINA: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

(Miles de toneladas)

	Total	Colombia	Venezuela	Otros de América Latina	Estados Unidos	Medio Oriente	Europa	África
1946	911	104	593	79	87	48	—	—
1947	1 168	46	698	85	134	205	—	—
1948	1 741	83	970	198	173	307	10	—
1952	3 013	68	1 507	169	179	1 036	—	44
1953	3 599	133	1 520	185	207	1 554	—	—
1954	3 644	94	1 716	187	97	1 468	82 ^a	—
1955	3 714	—	1 929	224	31	1 411	89 ^a	30
1956	4 414	49	2 292	252	—	1 814	—	7
1957	6 154	104	3 543	401	—	2 106	—	—
1958	6 655	—	3 907	340	—	1 978	421 ^a	9
1959	5 460	—	3 984	256	—	778	442 ^a	—
1960	3 315	—	2 988	242	—	85	—	—
1961	1 801	—	1 597	199	—	—	—	5
1962	1 115	—	949	106	—	60	—	—
1963	869	—	660	209	—	—	—	—
1964	1 478	—	873	175	—	430	—	—
1965	3 552	—	795	178	—	1 490	399 ^a	690
1966	3 402	—	650	73	—	1 035	—	1 643
1967	2 288	—	779	288	—	1 052	—	169
1968	1 782	—	633	101	—	1 047	—	—
1969	2 229	—	485	468	—	1 222	—	54

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior*.^a Unión Soviética.

Cuadro 12

BRASIL: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

(Miles de toneladas)

	Total	Perú	Venezuela	Antillas holandesas	Estados Unidos	Medio Oriente	Europa	África
1945	10	—	—	—	10	—	—	—
1946	37	—	—	—	37	—	—	—
1947	9	—	—	—	9	—	—	—
1951	20	—	20	—	—	—	—	—
1952	18	—	18	—	—	—	—	—
1953	30	—	30	—	—	—	—	—
1954	142	—	67	—	—	75	—	—
1955	3 513	—	1 846	—	—	1 667	—	—
1956	4 889	16 ^a	2 590	64	—	2 218	—	—
1957	4 946	72	2 625	—	—	2 149	—	—
1958	5 652	56	3 476	32 ^b	—	2 088	—	—
1959	5 742	61	2 983	19	—	2 620	59	—
1960	5 684	61	2 977	—	—	2 611	35	—
1961	7 549	70	3 521	46	—	3 619	293	—
1962	9 961	105	5 101	112	—	4 553	190	—
1963	10 374	114	4 619	88	—	4 350	612	591
1964	10 803	123	4 501	171	—	4 146	1 623	239
1965	10 247	142 ^d	4 024	70	—	3 716	2 234 ^c	61
1966	11 322	70	3 209	—	—	5 397	2 284 ^c	362
1967	10 559	50	2 228	—	—	6 924	623 ^c	734
1968	12 527	110 ^e	2 199	42	—	8 091	379 ^c	1 703
1969	13 371	45	2 229	—	—	8 000	168 ^c	2 929
1970	15 797	50	2 226	—	—	9 697	—	3 823

FUENTE: *Anuario de Comercio Exterior*.^a Colombia 13, Perú 3.^b Trinidad.^c Unión Soviética.^d Colombia 48, Perú 94.^e Argentina 74, Perú 36.

Cuadro 13

EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE PAÍSES INDICADOS, POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de toneladas)

	Total	Bolivia	Panamá	Uruguay	Trinidad	Antillas holandesas	Estados Unidos	Europa	Asia
<i>Argentina</i>									
1961	32	—	—	32	—	—	—	—	—
1962	254	52	107	95	—	—	—	—	—
1963	102	—	102	—	—	—	—	—	—
1964	16	—	—	16	—	—	—	—	—
1965	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1968	188	—	—	74 ^a	—	—	114	—	—
<i>Brasil</i>									
1958	1 144	—	—	34	34	932	65	62	16
1959	1 466	—	—	—	240 ^b	966	132	128	—
1960	587	—	—	—	31	522	—	34	—
1961	1 052	—	—	—	—	796	236	20	—
1962	298	—	—	—	—	139	159	—	—
1963	360	—	—	—	—	60	300	—	—
1964	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1967	—	—	—	—	—	—	—	—	—

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior.

^a Brasil.^b Trinidad 168, Antillas inglesas 72.

Cuadro 14

BOLIVIA: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de m³)

	Total	Argentina	Chile	Estados Unidos
1945	23	23	—	—
1946	18	18	—	—
1947	17	17	—	—
1950	9	9	—	—
1951	13	13	—	—
1952	10	10	—	—
1953	11	11	—	—
1954	9	9	—	—
1955	76	76	—	—
1956	86	86	—	—
1957	163	163	—	—
1958	191	191	—	—
1959	151	151	—	—
1960	174	173	1	—
1961	100	99	1	—
1962	75	75	—	—
1963	108	108	—	—
1964	44	44	—	—
1965	40	40	—	—
1966	333	50	—	283
1967	1 670	246	—	1 424
1968	1 702	402	—	1 300
1969	1 415	331	—	1 084
1970	741	530	—	211

FUENTE: Anuario de Comercio Exterior.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - Boletín Estadístico.

Cuadro 15

COLOMBIA: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de toneladas)

	Argentina	Brasil, Uruguay, Panamá, Cuba	Trinidad	Antillas holandesas	Estados Unidos	Canadá	Europa	Total
1945	24	33 ^a	—	213	1 208	1 202	47	2 727
1946	105	8 ^b	321	80	1 327	600	45	2 486
1947	42	—	353	393	1 664	218	80	2 751
1952	100	—	161	1 838	2 152	—	210	4 451
1953	79	—	133	2 161	2 184	—	50	4 607
1954	93	16 ^c	138	2 114	1 704	—	276	4 339
1955	—	35 ^c	183	1 771	1 115	101	389	3 594
1957	85	—	377	1 946	1 116	—	505	4 030
1958	18 ^d	18 ^e	145	1 479	1 350	—	403	3 414
1959	—	50 ^e	317	—	1 732	—	1 881	3 980
1960	—	—	326	—	1 945	—	2 082	4 353
1961	—	—	619	—	1 301	—	1 941	3 861
1962	—	—	682	—	1 191	—	1 529	3 402
1963	—	—	1 640	—	1 215	—	1 509	4 364
1964	—	190 ^d	1 685	—	1 366	—	1 007	4 248
1965	—	190	1 640	—	2 180	—	1 650	5 660
1966	—	98	1 452	—	1 892	—	1 452	4 894
1967	—	—	1 188	—	1 770 ^f	—	1 352	4 310
1968	—	—	190	—	1 984 ^g	—	307	2 481
1969	—	920 ^h	219	243	2 619 ⁱ	—	—	4 002

FUENTE: Anuario de Comercio Exterior.

^a Uruguay 14 y Brasil 19.^b Brasil.^c Uruguay.^d Chile y Panamá.^e Cuba.^f Estados Unidos 1 571 y Puerto Rico 199.^g Estados Unidos 1 611 y Puerto Rico 373.^h Perú 346, Ecuador 380 y Chile 194.ⁱ Estados Unidos 2 581 y Puerto Rico 38.

Cuadro 16

CHILE: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

(Miles de m³)

	Total	Bolivia	Perú	Venezuela	Medio Oriente
1955	380	—	—	380	—
1956	512	—	—	512	—
1957	489	—	—	489	—
1958	410	—	—	410	—
1959	440	—	—	440	—
1960	588	1	2	585	—
1961	495	1	9	485	—
1962	686	—	5	681	—
1963	464	—	—	464	—
1964	476	—	—	476	—
1965	782	—	—	782	—
1966	1 417	—	—	1 417	—
1967	1 991	—	—	1 991	—
1968	1 931	—	—	1 931	—
1970	2 385	6	854 ^a	555	971

FUENTE: ENAP.

^a Colombia.

Cuadro 17

ECUADOR: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de toneladas)

	Argentina	Uruguay	Otros de América Latina	Curaçao	Estados Unidos	Canadá	Europa	Total
1945	50	50	—	—	—	145	—	245
1946	39	125	—	—	—	—	—	164
1947	25	98	—	11	—	—	—	135
1952	27	72	—	—	16	—	—	115
1953	49	94	—	—	12	17	—	172
1954	70	32	35	—	41	—	—	178
1955	140	—	—	—	47	—	—	187
1956	84	—	—	—	49	—	14	147
1957	53	—	—	—	78	—	35	166
1958	57	—	—	—	—	—	36	93
1959	26	—	—	—	—	—	12	38
1960	—	—	—	—	—	—	—	—
1961	—	—	—	—	—	—	—	—
1962	23	—	—	—	—	—	—	23
1963	25	—	—	—	—	—	—	25
1964	70	—	—	—	—	—	—	70
1965	25	—	—	—	—	—	—	25
1966	63	—	—	—	—	—	—	63
1967	38	—	—	—	—	—	—	38
1968	41	—	—	—	—	—	—	41
1969	65 ^a	—	—	—	—	—	—	65 ^a

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior.*^a Miles de m³.

Cuadro 18

IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE PAÍSES INDICADOS, POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

	Total	Venezuela	Antillas holandesas	Estados Unidos	Europa	África
<i>Ecuador (miles de m³)</i>						
1958	—	—	—	—	—	—
1959	19	19	—	—	—	—
1960	252	252	—	—	—	—
1961	180	180	19	—	—	—
1962	239	220	—	—	—	22
1963	306	284	—	—	—	—
1964	451	451	—	—	—	—
1965	470	470	—	—	—	—
1966	575	575	—	—	—	—
1967	699	699	—	—	—	—
<i>El Salvador (miles de toneladas)</i>						
1963	374	361	—	2	11	—
1964	475	475	—	—	—	—
1965	310	307	3	—	—	—
1966	493	493	—	—	—	—
1967	480	480	—	—	—	—
1968	498	498	—	—	—	—
1969	349	349	—	—	—	—
<i>Jamaica (miles de toneladas)</i>						
1964	548	548	—	—	—	—
1965	1 735	1 464	173	100	—	—
1966	1 327	1 315	—	12	—	—
1967	952	944	—	8	—	—
1968	1 130	1 114	—	16	—	—
1969	1 337	1 337	—	—	—	—
1970	1 643	1 643	—	—	—	—

FUENTE: *Anuario de Comercio Exterior.*

Ecuador: Estadística Petrolera - Ministerio de Industrias y Comercio.

Cuadro 19

IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE PAÍSES INDICADOS, POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

	Total	Argentina	Venezuela	Argelia	Egipto	Togo y Libia	Arabia Saudita	Colombia	Estados Unidos
<i>Guatemala (miles de m³)</i>									
1962	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1963	160	—	160	—	—	—	—	—	—
1964	300	—	300	—	—	—	—	—	—
1965	341	—	341	—	—	—	—	—	—
1966	412	—	412	—	—	—	—	—	—
1967	762	—	762	—	—	—	—	—	—
1969	564	—	564	—	—	—	—	—	—
<i>Nicaragua (miles de m³)</i>									
1962	20	—	20	—	—	—	—	—	—
1963	160	—	160	—	—	—	—	—	—
1964	300	—	300	—	—	—	—	—	52
1965	304	—	252	—	—	—	—	—	—
1966	230	—	230	—	—	—	—	—	—
1967	373	—	373	—	—	—	—	—	—
1968	376	—	376	—	—	—	—	—	—
1969	375	—	375	—	—	—	—	—	—
<i>Panamá (miles de toneladas)</i>									
1962	1 077	106	736	74	161 ^a	—	—	—	—
1963	2 046	100	1 899	—	—	—	47	—	—
1964	2 078	—	1 843	—	—	—	—	185	—
1965	2 364	—	2 260	—	—	—	—	104	—
1966	2 828	—	2 791	—	—	—	—	37	—
1968	3 090	—	3 054	—	—	—	—	36	—
1969	3 593	—	3 560	—	—	—	34	—	—
<i>Trinidad y Tabago (miles de toneladas)</i>									
1960	5 643	47 ^b	3 863	—	48	—	1 304	306	—
1961	8 795	—	4 277	—	—	—	3 796	610	—
1962	9 036	—	3 924	—	25	—	4 484	602	—
1963	9 740	—	4 187	—	225	—	3 788	1 538	—
1964	11 998	34 ^c	5 732	—	101	—	4 372	1 759	—
1965	12 832	—	6 396	—	100	—	4 712	1 624	—
1966	12 766	—	7 251	—	86	284	3 824	1 321	—
1967	11 106	48 ^d	8 848	—	42 ^d	853	146	1 099	70
1968	12 562	—	10 413	322 ^e	66 ^d	829	700	187	44
1969 ^f	16 295	—	10 913	—	—	1 491	2 043	377	1 471 ^g
1970 ^f	17 978	—	8 255	—	—	2 460	3 358	128	3 777

FUENTES: *Anuarios de Comercio Exterior*,
United Nations - *World Energy Supplies*.

^a Libia.

^b Brasil.

^c Perú.

^d África francesa.

^e Congo 143, Indonesia 158, Bulgaria 21.

^f Miles de m³.

^g Otros países.

Cuadro 20

MÉXICO: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de toneladas)

	<i>Cuba</i>	<i>Otros de América Latina</i>	<i>Estados Unidos</i>	<i>Europa</i>	<i>Asia</i>	<i>Total</i>
1945			356	—	—	356
1946			370	52	9	431
1947	7	—	402	42	—	451
1952	141	80	1 500	52	—	1 773
1953	48	—	451	29	—	528
1954	36	42	521	60	—	659
1955	...	...	...	...	—	751
1956	—	—	742	87	—	829
1957	10	—	347	57	—	414
1958	—	—	114	—	—	114
1959	—	—	16	—	—	16
1960	—	—	134	16	—	150
1961	—	—	929	—	—	929
1962	—	—	1 056	—	—	1 056
1963	—	—	1 005	—	—	1 005
1964	—	—	1 116	—	—	1 116
1965	—	—	1 040	—	—	1 040
1966	—	—	1 457	—	—	1 457
1967	—	—	1 416	—	—	1 416
1968	—	—	—	—	—	—

MÉXICO: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

(Miles de m³)

	<i>Venezuela</i>	<i>Estados Unidos</i>	<i>Total</i>
1945	12	—	12
1955	—	—	—
1957	75	138	213
1958	—	113	113
1959	12	—	12
1963	23	—	23
1964	92	—	92
1965	—	—	—

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior*.NOTA: Para pasar de m³ a toneladas se utilizó un peso específico de 0.90.

Cuadro 21

PERÚ: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de toneladas)

	<i>Total</i>	<i>Argentina</i>	<i>Brasil</i>	<i>Chile</i>	<i>Uruguay</i>	<i>Estados Unidos</i>	<i>Europa</i>	<i>África</i>
1945	27	27	—	—	—	—	—	—
1946	173	38	—	—	66	—	69	—
1947	250	42	—	—	129	—	79	—
1951	334	184	—	—	—	—	150	—
1952	343	127	—	—	91	—	125	—
1953	308	123	—	—	65	—	120	—
1954	304	98	—	—	—	80	126	—
1955	313	72	—	—	—	96	145	—
1956	364	102	3	—	—	104	155	—
1957	434	220	64	—	—	—	150	—
1958	321	81	60	—	—	7	123	50 ^a
1959	296	97	68	—	—	—	131	—
1960	336	85	92	2	—	—	157	—
1961	337	69	82	8	—	—	178	—
1962	368	27	119	5	—	—	216	—
1963	377	90	113	—	—	—	171	3 ^b
1964	400	62	—	—	—	—	201	40 ^c
1965	344	80	—	—	2	—	136	31 ^c
1966	279	47	—	—	—	—	141	20 ^c
1967	339	33	46	28 ^d	—	—	212	19 ^c
1968	489	34	36	183 ^d	—	36	167	34 ^c
1969	290	36	51	—	—	29	154	20 ^c

PERÚ: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE PROCEDENCIA

(Miles de toneladas)

	<i>Total</i>	<i>Estados Unidos</i>	<i>Venezuela</i>	<i>Colombia</i>
1960	54	—	54	—
1964	104	23	81	—
1965	77	—	77	—
1966	125	—	125	—
1967	168	—	168	—
1968	340	—	340	—
1969	436	27	390	19

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior.

^a Japón 17 y África 33.^b Naves.^c Asia.^d Trinidad y Tabago.

Cuadro 22

URUGUAY: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAISES DE PROCEDENCIA

(Miles de toneladas)

	Total	Chile	Ecuador	Perú	Venezuela	Otros América Latina	Medio Oriente	Unión Soviética	Asia	África
1945	245	—	15	—	230	—	—	—	—	—
1946	262	—	103	22	115	14	—	8	—	—
1947	308	—	90	103	101	—	14	—	—	—
1952	923	93	138	57	498	—	137	—	—	—
1953	630	71	104	31	322	—	102	—	—	—
1954	1 295	172	123	64	695	16	225	—	—	—
1955	1 090	—	—	—	800	290 ^a	—	—	—	—
1956	945	—	—	—	900	30	—	—	15	—
1957	1 040	—	—	—	990	50	—	—	—	—
1958	1 090	—	—	—	980	—	—	110	—	—
1959	1 110	—	—	—	780	—	—	320	—	—
1960	1 300	—	—	—	1 180	—	100	20	—	—
1961	1 215	—	—	—	580	30	580	25	—	—
1962	1 430	—	—	—	650	100	680	—	—	—
1963	1 420	—	—	—	520	—	900	—	—	—
1964	1 520	—	—	—	720	20	680	—	—	100
1965	1 629	—	—	—	812	—	797	—	—	50
1966	1 600	—	—	—	470	—	850	—	—	280
1967	1 581	—	—	—	267	—	1 085	—	—	229
1968	1 310	—	—	—	180	—	900	—	—	230

FUENTES: Años 1945 a 1954, *Anuarios de Comercio Exterior*.Años 1954 a 1967, United Nations, *World Energy Supplies*, y otras publicaciones.^a Antillas holandesas 250, Colombia 40.

Cuadro 23

VENEZUELA: EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES DE DESTINO

(Miles de m³)

	Total	Argentina	Brasil	Chile	Uruguay	Otros de América del Sur	Panamá	Trinidad y Tabago	Antillas inglesas ^a	Puerto Rico	Otros de América Central	Aruba y Curaçao	Estados Unidos y Canadá	Medio Oriente	Asia	Africa	Europa	Oceanía
1945	46 329	60	21	—	247	—	—	—	339	—	—	32 571	12 739	—	—	—	352	—
1946	55 388	694	10	—	145	—	—	—	90	—	—	36 697	14 944	—	—	—	2 808	—
1947	63 054	777	28	—	151	—	—	—	500	—	—	41 257	16 086	—	—	—	4 255	—
1950	71 931	1 071	63	—	554	—	—	—	1 558	—	—	43 557	21 460	131	—	—	3 568	—
1951	79 949	1 123	98	—	599	—	—	—	2 269	—	—	47 360	24 314	722	—	—	3 465	—
1952	86 405	1 763	125	—	685	—	—	—	2 474	—	21	46 653	27 677	722	—	—	4 285	—
1953	77 723	1 824	236	—	691	57	—	—	2 362	—	—	40 185	28 116	361	—	—	3 890	—
1954	84 087	1 968	375	—	708	20	—	—	2 501	—	22	42 067	29 770	582	—	—	5 988	47
1955	93 932	2 209	2 057	318	866	—	—	—	2 622	484	38	43 882	33 068	74	—	—	8 255	59
1956	107 360	2 548	3 254	517	984	—	—	—	2 895	1 496	16	44 771	38 467	60	—	—	12 247	104
1957	120 636	4 139	2 924	502	1 075	—	—	—	2 734	2 006	1 896	41 837	44 694	200	14	18	18 487	107
1958	109 340	4 340	3 936	398	1 059	18	—	—	2 885	3 557	4 083	36 817	37 370	105	—	—	14 631	81
1959	114 445	4 348	3 560	464	960	40	—	—	3 605	3 848	4 038	40 162	38 322	140	—	68	14 793	96
1960	116 214	3 220	3 234	583	1 346	232	—	4 623	—	4 192	1 743	40 883	39 910	178	—	216	15 784	69
1961	118 241	1 898	4 377	499	627	133	25	4 856	21	4 157	—	42 105	37 921	44	106	103	21 225	141
1962	128 857	977	5 816	694	764	74	837	4 497	19	4 830	20	43 156	41 704	44	319	51	25 037	17
1963	130 104	699	5 352	455	604	300	2 148	5 033	34	5 310	800	42 104	42 868	—	375	—	24 020	—
1964	136 787	947	5 121	497	805	526	2 162	6 332	36	6 001	2 281	43 850	44 295	—	473	—	23 658	—
1965	135 313	908	4 568	762	884	582	2 546	7 385	28	5 972	2 536	44 092	39 914	—	511	—	24 624	—
1966	131 335	737	3 561	1 431	548	699	3 241	8 455	46	6 590	3 056	43 106	36 758	—	608	—	22 464	36
1967	140 964	855	2 458	1 955	300	877	3 220	10 386	186	6 724	2 894	44 245	39 411	—	455	—	26 998	—
1968	142 833	693	2 527	1 952	201	1 663	3 239	12 006	233	6 271	3 827	40 932	43 124	—	507	69	25 589	—
1969	143 730	347	2 594	2 360	95	1 335	4 097	10 947	496	7 133	4 110	41 876	41 364	—	654	244	26 078	—

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos, *Algunos Aspectos de las Actividades Petroleras Venezolanas y Mundiales*.^a De 1945 a 1959 incluyen Trinidad y Tabago.

Cuadro 24

ARGENTINA: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gas licuado	Gasolina de aviación	Gasolina común	Kerosene	Diesel oil	Gas oil	Fuel oil	Lubri- cantes
1946	1 072	—	23	—	14	63	3	2 277	9
1947	1 373	—	21	144	—	74	7	2 532	15
1948	2 049	—	52	250	53	86	17	2 734	34
1949	1 871	—	49	179	52	107	12	2 560	28
1950	3 559	—	57	65	21	58	16	2 486	51
1951	3 432	—	49	—	12	53	40	2 737	47
1952	3 865	—	55	—	44	144	85	2 890	78
1953	3 890	—	62	—	—	164	92	2 177	59
1954	4 354	—	71	—	40	128	310	2 208	39
1955	4 621	—	66	20	211	194	465	2 714	80
1956	4 752	2	63	—	133	230	379	3 482	58
1957	6 698	—	67	46	135	290	500	2 113	46
1958	7 555	2	73	—	181	435	384	1 641	71
1959	5 944	11	57	—	309	452	440	1 500	49
1960	3 685	55	64	—	596	316	589	309	63
1961	2 082	157	67	23	655	254	760	3	64
1962	1 239	103	63	—	405	336	853	—	109
1963	950	63	45	—	30	66	443	—	67
1964	1 707	192	39	—	20	330	920	—	110
1965	4 203	338	85	—	16	55	758	26	107
1966	4 124	520	22	1	—	—	388	1	108
1967	2 916	678	14	2	10	4	184	—	64
1968	2 351	599	2	94	—	14	561	—	93
1969	2 664	710	—	—	—	126	749	593	163
1970	1 684	685	1	—	—	9	627	168	142

FUENTE: Dirección Nacional de Energía y Combustibles - Combustibles.

Cuadro 25

BRASIL: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petró- leo crudo	Gas li- cuado	Gasolina de aviación	Gasolina de auto	Kerosene		Diesel oil	Fuel oil	Aceites lubri- cantes
					Común	Jet			
1950	13	29	219	1 996	295	—	650	1 789	127
1952	21	55	266	3 019	439	—	1 015	2 352	164
1954	166	84	307	3 289	671	—	1 438	3 104	231
1955	4 123	53	319	1 292	679	—	1 250	2 254	221
1956	5 764	82	370	640	741	—	1 431	1 836	214
1957	5 716	44	370	601	486	—	1 043	1 635	210
1958	6 670	104	415	915	384	—	1 315	1 735	173
1959	6 673	136	416	558	280	—	1 491	1 288	205
1960	6 704	223	391	834	122	—	1 478	1 768	234
1961	8 904	239	353	764	171	—	703	1 332	203
1962	11 986	405	323	258	120	176	45	128	268
1963	12 099	461	285	436	21	294	64	—	252
1964	12 471	398	333	—	—	306	—	—	253
1965	12 295	286	229	—	—	345	—	20	233
1966	13 199	380	198	—	—	353	—	18	305
1967	12 500	469	202	62	—	255	23	52	300
1968	14 837	403 ^a	155	740	—	250	—	518	388
1969	15 723	414 ^a	120	290	—	16	—	—	291
1970	18 675	376 ^a	105	1 746	10	—	—	—	420 ^a

FUENTE: Petróleo Brasileiro, S. A. - Boletín econômico e estatístico.

^a Miles de toneladas.

Cuadro 26

ARGENTINA: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gas licuado	Gasolina	Gas y diesel oil	Kero- sene	Fuel oil
1958	—	—	—	—	—	—
1959	—	—	10	—	1	—
1960	—	—	—	—	2	—
1961	37	1	6	—	2	35
1962	299	198	27	—	31	528
1963	115	38	69	33	9	649
1964	18	2	25	—	—	480
1965	—	1	—	—	2	900
1966	4	1	—	184	55	1 053
1967	51	3	17	—	—	744
1968	329	2	—	5	—	972
1969	46	—	—	2	1	102
1970	36	—	32	3	—	97

FUENTE: Dirección Nacional de Energía y Combustibles - Combustibles.

Cuadro 28

BOLIVIA: IMPORTACIONES DE LOS PRINCIPALES
DERIVADOS DEL PETRÓLEO

	Gasolina	Kero- sene	Diesel y fuel oil	Lubri- cantes
	Miles de m³		Miles de toneladas	
1945	20	4	60	2
1946	22	2	59	3
1947	27	3	73	3
1950	14	—	58	2
1951	36	2	70	5
1952	42	3	85	4
1953	49	7	73	4
1954	14	—	11	3
1955	16	—	8	3
1956	19	—	2	5
1957	14	—	11	7
1958	15	—	16	5
1959	16	—	12	—
1960	15	—	26	1
1961	18	—	7	1
1962	11	—	49	—
1963	14	—	—	—
1964	18	1	—	—
1965	15	1	1	—
1966	15	2	—	—
1967	18	—	—	—
1968	21	—	—	—
1969	17	—	—	1
1970	16	—	—	4

FUENTE: Anuario de Comercio Exterior.
Y.P.F.B. Estadísticas Petroleras de Bolivia.

Cuadro 27

BRASIL: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gas licuado	Gasolina	Gas y diesel oil	Kero- sene	Fuel oil
1957	—	—	—	—	—	372
1958	1 318	—	—	—	—	192
1959	1 724	—	—	—	—	48
1960	733	—	—	—	—	66
1961	1 326	—	—	—	—	83
1962	347	—	—	—	—	86
1963	401	—	—	—	—	53
1964	—	—	—	—	—	1
1967 ^a	—	—	—	—	—	87
1968 ^a	—	—	14	—	8	—
1969 ^a	—	—	—	29	101	—
1970 ^a	—	—	—	118	112	719

FUENTE: Petróleo Brasileiro, S. A. (PETROBRAS).
^a Miles de toneladas.

Cuadro 29

BOLIVIA: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gasolina	Kero- sene	Fuel oil	Gas y diesel oil (miles de toneladas)
1945	23	—	—	3	—
1946	18	—	—	3	—
1947	17	—	—	3	—
1950	9	—	—	3	—
1951	13	—	—	4	—
1952	10	—	—	3	—
1953	11	—	—	1	—
1954	9	3	—	3	—
1955	76	21	1	1	—
1956	86	32	1	3	—
1957	163	32	2	1	—
1958	191	24	1	2	—
1959	151	1	—	1	—
1960	174	6	—	1	—
1961	100	10	—	1	—
1962	75	1	—	2	67
1963	108	—	—	—	74
1964	45	—	—	—	43
1965	40	—	—	—	24
1966	330	—	—	—	—
1967	1 670	—	—	—	—
1968	1 702	—	—	—	—
1969	1 415	—	—	—	—
1970	741	—	—	—	—

FUENTE: Ministerio de Hacienda - Boletín Estadístico. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Cuadro 30

COLOMBIA: IMPORTACIONES DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gasolina de aviación	Gasolina	Kerosene	Gas oil	Diesel oil A.C.P.M. ^a	Fuel oil	Lubricantes	Nafta estufa	Parafina (miles de to- neladas)
1945	—	35	—	5	10	3	—	—	...
1946	3	93	—	13	3	13	—	—	...
1947	24	118	—	18	13	9	—	—	...
1950	37	161	8	11	10	17	—	—	...
1951	56	223	32	19	26	18	13	—	12
1952	68	261	64	13	39	13	18	—	17
1953	70	421	75	18	58	10	17	—	23
1954	77	517	121	89	—	13	29	—	24
1955	373	55	78	79	—	14	33	—	24
1956	353	44	69	58	—	—	33	—	23
1957	172	31	48	40	—	8	34	—	25
1958	33	52	5	5	—	1	34	—	15
1959	35	13	6	4	—	1	30	—	20
1960	33	50	4	11	—	—	33	152	24
1961	25	2	8	15	—	1	38	231	29
1962	19	1	1	1	—	1	39	3	24
1963	45	—	—	—	—	—	31	1	25
1964	54	—	—	—	—	—	—	—	28
1965	16	—	—	—	—	—	10	—	20
1966	14	—	—	—	—	—	4	—	29

FUENTES: Anuarios de Comercio Exterior y Boletín Mensual de Estadística.

^a A partir de 1954 está incluido en gas oil.

Cuadro 31

COSTA RICA: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS(Miles de m³)

	Petró- leo crudo	Gas licuado	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros (miles de toneladas)
1945	—	—	23	2	22	29	...
1950	—	—	40	6	24	42	5
1951	—	—	39	6	38	34	8
1952	—	—	58	5	41	56	6
1953	—	—	71	10	44	46	9
1954	—	—	59	6	42	53	9
1955	—	—	54	7	30	43	6
1956	—	3	60	10	60	56	7
1957	—	2	72	10	66	34	12
1958	—	2	67	10	79	23	11
1959	—	2	66	10	67	11	9
1960	—	2	99	16	90	23	11
1961	—	3	75	12	78	29	...
1962	—	3	79	16	110	14	...
1963	—	3	85	16	121	16	17
1964	—	3	85	14	164	—	18
1965	—	3	91	18	195	—	12
1966	21	—	95	19	201	—	12
1967	126	5	59	19	116	—	22
1968	324	6	27	10	33	—	23
1969	363	8	25	12	29	—	22

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior.

Cuadro 32

COLOMBIA: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gasolina y kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil
1945	3 098	—	—	—
1950	4 495	—	—	—
1951	5 126	—	—	—
1952	5 092	—	—	—
1953	5 099	—	—	—
1954	4 834	—	—	45
1955	3 959	—	70	164
1956	4 659	—	—	185
1957	4 227	—	—	285
1958	3 776	—	—	671
1959	4 538	—	—	654
1960	4 991	—	1	643
1961	4 377	—	—	349
1962	3 865	—	3	616
1963	4 956	6 ^a	20	378
1964	4 962	—	10	620
1965	6 468	13	—	785
1966	5 656	73	26	832
1967	4 953	12	169	1 130
1968	2 933	—	386	1 226
1969	4 747	—	228	1 572

FUENTES: Anuarios de Comercio Exterior, Ministerio de Minas y Petróleos - Boletín de Petróleo.

^a 3 000 m³ de kerosene y 3 000 m³ de gasolina.

Cuadro 33

CHILE: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petró- leo crudo	Gasoli- na	Ke- rose- ne	Yer fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil	Gas licua- do
1945	—	149	19	—	95	816	—
1946	—	234	28	—	81	845	—
1947	—	283	30	—	91	803	—
1950	—	343	63	—	125	817	—
1951	—	367	68	—	116	880	—
1952	—	430	93	—	141	938	—
1953	—	444	130	—	176	883	—
1954	—	450	175	—	201	914	—
1955	380	270	190	—	149	811	—
1956	512	72	193	—	88	735	—
1957	489	122	183	—	67	807	—
1958	410	69	170	—	73	687	—
1959	440	65	147	—	78	882	—
1960	588	56	90	—	65	778	—
1961	495	69	99	—	82	792	—
1962	686	10	60	—	87	643	—
1963	464	28	32	—	95	642	—
1964	476	16	61	—	95	785	—
1965	782	42	13	43	105	735	5
1966	1 417	98	18	74	127	683	36
1967	1 991	30	—	90	70	322	14
1968	1 931	13	—	100	71	289	29
1969	2 465	14	—	126	95	206	48
1970	2 385	87	27	41	101	622	166

FUENTE: ENDESA - Producción y Consumo de Energía.

Cuadro 34

CHILE: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gas licuado
1950	77	—
1951	138	—
1952	132	—
1953	187	—
1954	138	3
1955	—	3
1956	19	1
1957	58	—
1958	—	2
1959	—	12
1960	—	18
1961	—	21
1962	—	34
1963	—	84
1964	—	83
1965	—	54
1966	—	52
1967	—	70
1968	—	45
1969	—	35
1970	—	25

FUENTE: Empresa Nacional del Petróleo - Boletín Estadístico.

Cuadro 35

ECUADOR: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gas licua- do (to- neladas)	Gasolina de aviación	Gasolina		Kerosene	Turbo fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil
				Común	Especial				
1946	—	—	—	2	—	—	—	—	—
1947	—	—	—	3	—	—	—	—	—
1948	—	—	—	6	—	—	—	—	—
1949	—	—	—	5	—	—	—	—	—
1950	—	—	6	2	—	—	—	—	—
1951	—	—	8	11	—	—	—	—	—
1952	—	—	9	13	—	—	—	—	—
1953	—	—	11	24	—	—	—	—	—
1954	—	—	9	35	3	—	—	17	19
1955	—	—	12	55	4	—	—	23	28
1956	—	—	12	64	—	—	—	11	13
1957	—	—	14	89	—	—	—	21	32
1958	—	—	13	89	1	—	1	19	12
1959	19	—	15	74	—	—	1	10	23
1960	252	80	15	—	—	—	1	—	—
1961	180	21	15	—	—	—	2	—	—
1962	239	129	15	—	—	—	2	—	—
1963	306	18	19	—	22	—	—	—	—
1964	451	253	14	—	—	—	11	—	—
1965	470	...	14	—	—	—	—	—	—
1966	575	658	15	—	—	—	—	—	—
1967	699	197	19	—	—	—	—	—	9a
1969	1 042	—	21	—	—	—	—	—	—

FUENTE: Estadística Petrolera - Ministerio de Industrias y Comercio.

a Lubricantes.

Cuadro 36

EL SALVADOR: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS(Miles de m³)

	Petró- leo crudo ^a	Gas licuado	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros (miles de toneladas)
1945	—	—	9	2	5	22	2
1950	—	—	42	6	13	45	2
1951	—	—	51	8	16	52	4
1952	—	—	59	12	20	64	5
1953	—	2	67	16	21	58	3
1954	—	2	72	18	20	68	3
1955	—	2	81	19	16	59	4
1956	—	2	91	22	20	66	4
1957	—	2	98	28	24	67	4
1958	—	2	103	32	26	55	3
1959	—	2	102	36	29	57	4
1960	—	2	100	33	38	61	4
1961	—	2	88	36	47	52	4
1962	—	1	88	43	64	57	5
1963	374	2	57	47	38	—	5
1964	475	—	26	33	10	—	5
1965	310	2	9	14	1	—	7
1966	493	2	8	2	1	—	8
1967	480	1	6	3	2	—	8
1968	498	—	6	3	—	—	15
1969	349	2	7	2	—	—	8

EL SALVADOR: EXPORTACIONES DE LOS DERIVADOS
DEL PETRÓLEO

(Miles de toneladas)

1968	—	7	35	14	58	2
1969	—	3	18	5	66	15

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior.

^a Miles de toneladas.

Cuadro 37

HONDURAS: IMPORTACIONES DE LOS PRINCIPALES
DERIVADOS DEL PETRÓLEO(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros (miles de toneladas)	Petró- leo crudo (miles de toneladas)
1945	—	8	1	^a	62	...	—
1950	—	23	3	^a	135	7	—
1951	—	23	3	^a	138	2	—
1952	—	30	3	^a	154	2	—
1953	—	34	3	55	83	10	—
1954	—	39	3	26	76	2	—
1955	—	39	3	37	77	2	—
1956	1	46	6	82	30	3	—
1957	1	54	6	102	41	3	—
1958	2	58	8	88	67	6	—
1959	1	54	9	85	71	6	—
1960	2	52	13	85	71	6	—
1961	2	57	14	90	97	6	—
1962	2	61	16	89	86	5	—
1963	2	61	17	108	68	4	—
1964	2	65	21	102	60	4	—
1965	2	66	21	84	74	6	—
1966	3	74	25	119	142	6	—
1967	3	77	23	142	—	7	91
1968	3	78	23	126	—	8	341
1969	7	36	10	70	—	14	556

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior.

^a Incluido en fuel oil.

Cuadro 38

MÉXICO: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS DERIVADOS

	Petróleo crudo	Gas licuado	Gasolina	Kerosene	Gas oil	Fuel oil	Miles de toneladas		
							Lubricantes	Parafina	Asfalto
1945	12	—	76	6	15	52	44	5	—
1946	24	—	164	11	18	110	42	13	3
1947	31	—	201	7	31	140	51	13	6
1950	—	—	190	8	21	128	...	...	...
1951	—	—	155	2	14	57	68	26	5
1952	—	—	240	2	15	220	77	35	11
1953	—	—	366	6	21	403	68	40	11
1954	—	—	476	96	210	436	100	44	8
1955	—	—	659	208	385	469	...	...	...
1956	—	226	692	271	393	506	24	16	1
1957	213	219	876	360	348	456	24	20	3
1958	113	218	410	95	163	457	17	7	3
1959	12	160	218	5	26	282	17	6	6
1960	—	139	229	1	4	98	17	22	3
1961	—	140	68	1	39	90	25	21	1
1962	—	142	17	—	—	93	17	18	1
1963	23	158	14	—	—	174	9	23	1
1964	92	376	18	—	32	226	10	20	1
1965	—	821	12	—	13	—	24	21	1
1966	—	957	195	—	—	50	28	24	1
1967	—	1 018	18	—	—	78	57	28	1
1968	—	1 032	12	—	—	112	73	28	—
1969	—	1 034	80	2	199	75	64	34	—

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior.

Cuadro 39

MÉXICO: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	Petróleo crudo	Gasolina	Kerosene	Gas oil	Diesel y fuel oil
1945	395	2	183	83	575
1946	479	1	129	137	652
1947	501	21	81	51	439
1950	1 864	76	157	90	711
1951	1 141	43	99	68	1 472
1952	1 971	29	9	29	469
1953	586	7	4	24	2 023
1954	734	7	3	20	3 079
1955	834	6	4	19	3 681
1956	922	4	2	4	3 349
1957	460	41	2	82	2 073
1958	127	5	1	10	1 783
1959	18	5	27	12	2 070
1960	166	7	—	13	1 172
1961	1 031	56	—	14	1 260
1962	1 173	4	—	12	1 803
1963	1 117	28	—	50	1 782
1964	1 240	6	—	15	1 531
1965	1 155	1	—	43	1 642
1966	1 619	13	—	—	1 223
1967	1 574	50	—	3	1 228
1968	—	—	—	—	2 254
1969	—	1	—	—	2 960

FUENTES: Secretaría de Industria y Comercio - Compendio, Estadística y Revista de Estadística, Anuarios de Comercio Exterior.

Cuadro 40

PAÍSES INDICADOS: IMPORTACIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

	<i>Gasolina de aviación</i>	<i>Gasolina común</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Gas y diesel oil</i>	<i>Fuel oil</i>	<i>Lubricantes (miles de m³)</i>	<i>Petróleo crudo (miles de toneladas)</i>
	<i>Miles de m³</i>			<i>Miles de toneladas</i>			
<i>Jamaica</i>							
1960	...	...	...	...	...	...	--
1961	18	109	76	144	598	6	—
1962	18	118	92	143	498	7	—
1963	22	117	95	133	520	6	—
1964	17	51	61	69	465	7	548
1965	10	1	2	32	47	7	1 564
1966	6	—	7	a	144	10	1 327
1967	13	—	44	a	449	6	951
1968	4	—	50	a	337	8	1 130
1969	9	1	5	41	199	6	1 337
<i>Paraguay (miles de toneladas)</i>							
1958		35	10	13	20	2	—
1959		38	14	12	24	2	—
1960		36	18	14	32	3	--
1961		37	15	16	48	2	—
1962		40	18	11	51	3	—
1963		41	19	17	54	3	—
1964		42	18	12	65	2	—
1965		42	24	18	91	4	—
1966		32	15	19	55	5	42
1967		10	1	—	25	3	122
1968		7	1	—	24	4	159
1969		4	—	—	15	5	148

JAMAICA: EXPORTACIONES DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	<i>Gasolina de aviación</i>	<i>Gasolina común</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Gas y diesel oil</i>	<i>Fuel oil (miles de toneladas)</i>	<i>Lubricantes</i>	<i>Petróleo crudo</i>
1964	1	47	13	68	14	—	—
1965	—	105	26	90	29	12	—
1966	—	156	26	a	101	25	—
1967	—	78	12	a	107	12	—
1968	—	43	5	a	91	22	—

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior*.

a Incluidos en fuel oil.

Cuadro 41

PANAMÁ: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de m³)

	<i>Petróleo crudo</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Fuel jet</i>	<i>Diesel oil</i>	<i>Fuel oil</i>	<i>Lubri- cantes</i>	<i>Asfalto y otros</i>
							<i>Miles de toneladas</i>	
1945	—	43	10	—	16	79	2	10
1946	—	48	11	—	23	84	2	2
1947	—	55	11	—	25	83	3	1
1950	—	72	17	—	27	96	3	1
1951	—	80	17	—	28	100	3	5
1952	—	90	20	—	41	123	3	1
1953	—	93	19	—	34	127	3	1
1954	—	99	23	—	33	96	3	1
1955	—	105	24	—	42	111	3	2
1956	—	109	26	—	38	91	3	3
1957	—	127	30	—	61	104	4	2
1958	—	145	34	—	63	124	4	1
1959	—	150	36	—	78	139	4	3
1960	—	174	37	7	57	139	5	1
1961	—	151	42	35	76	152	5	2
1962	1 230	108	28	52	51	175	5	2
1963	2 338	30	2	23	15	102	6	1
1964	2 374	1	1	...	16	32	5	—
1965	2 704	1	1	—	20	21	6	—
1966	3 229	1	—	—	18	3	5	—
1967	3 097	1	—	—	43	—	—	—
1968	3 529	—	—	—	28	27	6	1
1969	4 100	—	—	—	8	15	8	1

PANAMÁ: EXPORTACIONES DE DERIVADOS

(Miles de m³)

<i>Año</i>	<i>Total</i>
1962	756
1963	1 596
1964	1 396
1965	1 367
1966	1 505
1967	1 298
1968	987
1969	1 043

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior*.

Cuadro 42

PERÚ: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de toneladas)

	<i>Petróleo crudo</i>	<i>Gasolina</i>		<i>Kerosene</i>	<i>Diesel y fuel oil</i>	<i>Lubricantes</i>
		<i>De aviación</i>	<i>Común</i>			
1945	—	2	—	—	—	4
1946	—	6	—	—	—	5
1947	—	23	—	—	—	3
1950	—	31	—	—	—	7
1951	—	52	—	—	1	8
1952	—	30	—	—	—	11
1953	—	30	—	—	—	11
1954	—	46	—	—	—	13
1955	—	53	—	—	18	11
1956	—	64	—	—	216	14
1957	—	84	—	—	242	15
1958	—	70	—	—	127	14
1959	—	76	—	—	242	13
1960	54	95	7	—	367	15
1961	—	37	—	—	565	14
1962	—	25	18	—	522	14
1963	—	73	—	—	448	14
1964	104	105	—	20	543	...
1965	77	44	158	1	478	31
1966	125	41	243	—	636	28
1967	168	114	57	47	601	23
1968	340	41	136	13	409	26
1969	436	28	—	—	305	34

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior*.

Cuadro 43

PERÚ: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

(Miles de toneladas)

	<i>Petróleo crudo</i>	<i>Gasolina</i>			<i>Kerosene</i>	<i>Gas-oil, diesel y fuel oil</i>	<i>Bunker C</i>		
		<i>De aviación</i>	<i>Común</i>	<i>Natural</i>			<i>Total</i>	<i>Ventas a</i>	
								<i>Países</i>	<i>Naves</i>
1945	27	—	413	—	89	159	532	478	54
1946	173	—	369	—	64	144	302	257	45
1947	250	—	301	—	33	105	232	180	52
1950	374	27	212	56	41 ^a	26	215	178	37
1951	334	34	209	55	57 ^b	86	211	153	58
1952	343	20	162	38	37	71	289	227	62
1953	309	15	109	22	37	64	165	121	44
1954	304	23	131	29	67	123	94	56	38
1955	313	15	130	30	95	265	20	—	20
1956	364	—	130	20	98	357	41	18	23
1957	434	—	142	20	132	285	28	—	28
1958	321	—	66	7	95	191	21	—	21
1959	296	6	80	2	103	138	21	2	19
1960	336	10	68	2	85	256	28	—	28
1961	337	—	11	1	37	267	31	—	31
1962	368	2	—	3	1	219	25	—	25
1963	377	—	—	—	—	99	31	—	31
1964	400	—	—	—	—	62	28	—	28
1965	344	—	36	—	—	83	41	—	41
1966	279	—	—	—	—	52	39	—	39
1967	339	—	—	—	—	100	32	—	32
1968	489	—	—	—	—	49	48	48	—
1969	290	—	—	—	—	12	28	9	19

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior* y otras publicaciones.^a Incluye 6 mil toneladas de tractolina.^b Incluye 10 mil toneladas de tractolina.

Cuadro 44

NICARAGUA: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

	<i>Pe- tró- leo cru- do</i>	<i>Ga- soli- na</i>	<i>Ke- rose- ne</i>	<i>Gas, die- sel y fuel oil</i>	<i>Gas licua- do</i>	<i>Aceites lubri- cantes</i>	<i>Asfalto, coque, etc.</i>
		<i>Miles de metros cúbicos</i>				<i>Miles de tons.</i>	
1945	—	14	2	34	—	...	...
1950	—	26	6	45	—	2	4
1951	—	33	7	39	—	3	1
1952	—	36	8	58	—	3	2
1953	—	44	12	55	—	2	2
1954	—	52	19	55	—	3	1
1955	—	63	20	68	—	5	2
1956	—	72	19	57	—	3	2
1957	—	74	19	69	—	3	3
1958	—	81	22	126	1	4	4
1959	—	81	20	89	1	4	6
1960	—	86	20	102	1	4	5
1961	—	90	22	98	1	4	2
1962	20	85	22	118	1	4	2
1963	160	112	38	154	1	4	3
1964	300	117	39	164	5	6	4
1965	304	16	3	10	—	6	3
1966	230	20	5	17	—	5	4
1967	373	16	15	16	—	7	—
1968	376	13	12	23	1	6	5
1969	375	13	11	33	1	5	5
1970	455	13	4	34	1	7	6

FUENTE: Anuarios de Comercio Exterior y publicaciones diversas.

Cuadro 45

REPÚBLICA DOMINICANA: IMPORTACIONES
DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

	(Miles de m³)			
	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil ^a	Fuel oil
1945	15	5		24
1950	50	8		62
1951	79	12		36
1952	80	10		112
1953	85	10		119
1954	93	10		110
1955	109	16	73	115
1956	117	14	78	124
1957	127	13	74	136
1958	135	17	83	130
1959	122	14		245
1960	116	18		224
1961	104	19		216
1962	134	25		272
1963	189	39		237
1964	210	32		363
1965	98	13		310
1966	299	35		315
1967	229	40	115	150
1968	239	57	133	79
1969	266	60	114	393

FUENTE: Anuario de Comercio Exterior.

^a Incluido en fuel oil.

Cuadro 46

TRINIDAD Y TABAGO: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

	Petróleo crudo		Gasolinas		Kerosene	Diesolene	Gas oil	Diesel oil	Bunker C	Fuel oil	Lubri- cantes
	Bruto	Parcial- mente refinado	De avia- ción	Común							
Miles de m³											
1960	806	—	1 248	1 541	348	6	1 546	552	5 186	1 397	—
1961	690	193	1 838	1 688	438	299	1 700	534	6 996	1 889	—
1962	643	444	1 923	1 450	319	918	1 331	464	7 691	1 926	—
1963	600	582	1 747	1 651	155	1 297	1 401	335	8 504	1 777	—
1964	727	1 001	2 222	1 431	197	948	1 828	391	9 457	2 105	59
1965	665	1 050	2 973	1 127	159	1 566	1 163	306	9 492	2 462	111
1966	104	1 769	2 815	1 428	23	2 199	739	135	8 998	3 424	179
1967	—	2 044	2 669	1 628	9	2 232	571	175	9 484	2 823	163
1968	204	1 404	3 160	1 525	2	2 395	205	254	9 754	3 336	4
1969	139	2 635	3 056	1 248	18	2 112	252	259	9 586	4 530	25
Miles de toneladas											
1960	686	—	925	1 131	277	4	1 297	482	4 996	1 305	—
1961	587	141	1 369	1 242	341	250	1 429	470	6 659	1 759	—
1962	552	319	1 431	1 063	250	760	1 176	471	7 318	1 792	—
1963	514	419	1 311	1 207	122	1 073	1 198	294	8 062	1 644	—
1964	622	715	1 665	1 046	155	785	1 525	339	8 954	1 944	52
1965	568	751	2 193	813	128	1 296	980	252	8 949	2 319	96
1966	90	1 360	2 185	1 003	18	1 876	630	118	8 460	3 154	155
1967	—	1 752	2 066	1 157	7	1 846	489	153	8 922	2 627	141
1968	179	1 763	2 569	1 097	1	2 055	175	220	9 323	3 140	147

FUENTE: Government of Trinidad and Tobago - Overseas Trade.

Cuadro 47

URUGUAY: IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS(Miles de m³)

	Petró- leo cru- do	Gas- olina de avia- ción	Gas- olina co- mún	Kero- sene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Grasas y lubrica- tes (mi- les de tonela- das)
1946	349	1	—	—	—	38	11
1947	449	—	50	11	—	15	12
1948	852	3	15	...	—	—	9
1949	790	23	20	—	—	—	8
1950	864	2	19	—	8	15	9
1951	1 039	1	21	—	4	12	15
1952	1 159	2	21	19	8	15	12
1953	1 320	5	—	—	—	—	11
1954	1 363	3	—	—	11	—	17
1955	1 368	7	28	69	6	—	11
1956	1 208	5	3	22	92	132	8
1957	1 294	8	—	—	118	144	14
1958	1 291	9	48	—	52	36	6
1959	1 320	5	22	11	93	151	8
1960	1 500	5	1	—	21	77	16
1961	1 534	9	22	26	20	—	11
1962	1 721	^a	15	17	25	39	14
1963	1 599	^a	5	9	28	—	10
1964	1 638	...	...	...	...	...	...
1965	1 843	10	17	16	20	128	...
1966	1 834	10	—	—	—	—	12
1967	1 776	14	—	6	11	18	11
1968	1 823 ^b	...	...	...	...	...	...
1969	1 844	5	—	—	20	33	10

FUENTE: Datos suministrados por ANCAP.

^a Incluido en gasolina común.^b Incluye 1 607 miles de m³ de crudo y 216 miles de m³ de derivados.

Cuadro 48

VENEZUELA: EXPORTACIONES DIRECTAS
DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros	Total
1950	1 338	47	1 804	7 477	22	10 688
1951	1 769	233	2 880	8 606	129	13 617
1952	1 993	333	3 206	9 442	113	15 087
1953	2 170	347	3 444	12 493	246	18 700
1954	1 990	403	3 835	13 511	334	20 073
1955	1 686	677	5 332	15 066	739	23 500
1956	1 339	437	5 692	17 876	1 836	27 180
1957	1 764	412	5 601	18 314	2 771	28 862
1958	2 346	453	6 074	20 697	2 521	32 091
1959	2 891	540	6 664	23 104	1 942	35 141
1960	2 631	510	7 114	27 952	1 836	40 024
1961	2 532	585	7 850	28 518	2 694	42 179
1962	2 833	553	8 951	30 388	3 584	46 309
1963	3 388	221	9 708	32 231	2 711	48 259
1964	2 876	251	8 134	35 618	3 269	50 148
1965	3 508	198	7 206	38 799	3 723	53 434
1966	3 770	88	7 146	37 948	4 348	53 300
1967	3 599	110	7 144	38 045	5 198	54 097
1968	4 580	44	6 401	37 163	4 970	53 158
1969	4 274	15	5 159	40 096	4 674	54 218
1970	5 378	24	6 210	43 271	5 182	60 065

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos - "Algunos aspectos de las actividades petroleras venezolanas y mundiales".

Cuadro 49

ARUBA Y CURAÇAO: EXPORTACIONES
DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros	Total
1950	7 411	2 547	4 368	23 351	884	38 561
1951	7 614	2 883	4 287	27 232	965	42 981
1952	7 443	3 362	5 202	29 224	1 074	46 305
1953	6 823	3 438	5 926	23 861	1 130	41 178
1954	7 895	2 663	6 442	23 260	1 404	41 664
1955	6 067	2 813	6 496	24 815	2 327	42 518
1956	5 404	1 753	6 605	27 810	3 746	45 318
1957	5 418	1 567	5 028	22 955	4 354	39 322
1958	6 779	1 547	6 276	16 584	5 396	36 582
1959	5 065	2 160	5 586	18 064	4 699	35 574
1960	5 247	2 150	5 043	18 872	4 164	35 476
1961	5 767	2 142	5 919	18 159	4 636	36 623
1962	6 158	2 338	6 676	18 817	3 163	37 152
1963	5 476	1 900	7 118	17 961	4 178	36 633
1964	5 800	1 577	6 071	20 249	4 891	38 588
1965	5 854	1 641	4 655	21 815	4 864	38 829
1966	6 001	1 681	6 023	20 524	5 490	39 719
1967	6 329	1 956	5 027	22 444	5 888	41 644
1968	5 531	2 698	4 233	22 970	5 546	40 978
1969	5 783	2 836	3 823	25 520	5 230	43 192
1970	5 662	2 312	4 415	29 092	4 893	46 374

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos - "Algunos aspectos de las actividades petroleras venezolanas y mundiales".

Cuadro 50

EXPORTACIONES DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO
A AMÉRICA LATINA DESDE VENEZUELA,
ARUBA Y CURAÇAO(Miles de m³)

	Desde Venezuela Aruba y Curaçao	Desde Aruba y Curaçao	Desde Venezuela
1945	5 831	4 912	919
1950	13 144	11 704	1 440
1955	15 254	11 028	4 226
1960	13 525	7 943	5 582
1962	10 677	5 804	4 873
1963	9 802	4 990	4 812
1964	10 613	5 420	5 193
1965	10 560	4 780	5 780
1966	10 820	4 688	6 132
1967	11 108	5 451	5 657
1968	13 578	5 777	7 801
1969	14 728	7 773	6 955
1970	15 915	7 702	8 213

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos - Petróleo y otros datos estadísticos.

Cuadro 51

AMÉRICA LATINA: CAPACIDAD DE REFINACIÓN

(Miles de barriles diarios)

	Argentina	Bolivia	Brasil	Colombia	Cuba	Chile	Ecuador	Perú	Trinidad y Tabago	Uruguay	Venezuela	México	Otros	Total	Aruba y Curaçao	Puerto Rico
1940	94.2	0.7	6.5	14.5	4.2	0.5	2.4	22.0	79.3	5.0	54.4	99.8	—	383.5	505.0	—
1947	98.7	1.2	5.9	16.7	5.3	0.4	3.8	30.0	96.3	6.3	105.6	175.0	—	545.2	617.0	—
1948	102.0	1.8	9.3	23.2	6.1	0.4	4.7	32.8	96.3	9.0	105.6	183.0	—	574.2	617.0	—
1949	152.3	7.2	12.0	23.7	7.3	0.4	4.7	35.0	104.3	15.7	133.5	160.4	—	656.5	617.0	—
1950	151.7	7.2	6.5	23.8	7.3	0.4	4.4	35.1	100.0	25.2	258.5	160.4	—	780.5	624.3	—
1955	189.1	12.3	105.8	39.5	7.7	20.0	6.0	47.5	115.0	28.0	520.8	408.5	—	1 500.2	640.0	—
1956	195.9	11.7	111.3	39.7	8.7	20.0	5.6	46.2	137.0	28.0	668.8	440.0	—	1 712.9	650.0	—
1957	197.3	11.7	113.8	70.7	84.2	20.0	5.6	49.2	141.0	28.0	672.5	444.0	—	1 838.0	650.0	72.3
1958	221.5	12.3	152.8	73.4	88.4	24.0	5.8	49.2	158.5	28.0	883.0	447.0	—	2 143.9	650.0	77.5
1959	238.4	12.2	156.3	51.2	86.9	24.0	7.4	49.2	182.0	28.0	945.5	357.0	—	2 138.1	680.0	83.7
1960	237.5	11.2	208.1	78.2	86.9	48.0	13.2	48.6	295.0	28.0	1 003.5	393.0	—	2 451.2	680.0	95.2
1961	368.5	11.2	298.8	80.8	86.9	44.0	16.2	48.6	301.0	48.0	1 037.3	375.0	—	2 696.3	680.0	102.0
1962	378.7	11.5	298.9	84.1	86.9	44.0	15.5	54.9	305.0	48.0	1 072.6	387.0	78.7	2 865.8	680.0	110.0
1963	372.7	11.5	298.9	94.3	86.9	47.6	15.5	56.3	310.0	51.0	1 127.4	419.0	104.7	2 995.8	670.0	118.0
1964	393.4	11.5	334.6	93.3	86.6	54.0	15.5	56.4	345.0	51.0	1 182.1	461.0	104.1	3 188.5	670.0	155.0
1965	423.5	12.2	364.9	99.9	86.6	83.6	19.2	63.2	385.0	35.0	1 199.9	421.0	104.1	3 298.1	740.0	150.0
1966	435.5	14.5	370.4	129.3	86.6	91.0	11.5	63.6	390.0	40.0	1 212.4	394.0	199.6	3 438.4	795.0	155.0
1967	434.1	14.0	379.9	129.1	93.0	91.0	20.4	90.0	407.0	50.0	1 337.7	517.5	135.5	3 694.2	795.0	155.0
1968	445.8	14.0	462.4	138.9	93.0	90.0	37.0	103.6	417.0	40.0	1 349.2	575.5	162.8	3 629.2	795.0	155.0
1969	457.2	11.6	501.6	140.7	93.0	91.0	33.0	91.5	430.0	40.0	1 324.4	494.5	189.3	3 894.5	840.0	155.0

FUENTE: *The Oil and Gas Journal*, Venezuela: Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Cuadro 52

AMÉRICA LATINA: REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

(Miles de m³)

	Argentina	Bolivia	Brasil	Colombia	Cuba	Chile	Ecuador	El Salvador	México	Perú	Trinidad y Tabago	Uruguay	Venezuela
1945	3 823	35	...	776	153	—	147	—	8 344	2 147	...	312	5 190
1946	4 392	36	...	838	198	—	171	—	9 206	1 755	...	398	5 590
1947	4 780	42	...	1 248	251	—	204	—	8 292	1 705	...	470	5 851
1948	5 618	53	...	1 126	243	—	219	—	8 017	1 898	...	822	6 918
1949	5 747	96	...	1 472	288	—	252	—	8 829	1 959	...	823	8 437
1950	7 114	99	86	1 512	291	—	257	—	9 050	1 935	4 558	848	14 497
1951	7 295	68	183	1 575	382	—	271	—	9 875	2 149	5 470	998	18 297
1952	7 693	71	195	1 827	406	—	282	—	10 470	2 180	5 501	1 167	20 121
1953	8 425	73	308	1 895	439	—	270	—	11 505	2 212	5 410	1 304	24 003
1954	8 894	249	414	1 813	469	91	305	—	12 419	2 316	5 581	1 406	25 733
1955	9 537	338	4 089	2 248	574	753	319	—	13 028	2 356	6 130	1 302	31 140
1956	9 626	447	6 297	2 431	592	1 073	324	—	13 026	2 501	6 892	1 243	36 290
1957	11 977	407	7 162	2 922	2 082	1 162	329	—	13 709	2 510	7 311	1 289	39 940
1958	13 034	375	7 839	3 747	3 870	1 290	358	—	15 129	2 611	8 809	1 308	42 460
1959	12 651	351	8 645	3 964	4 144	1 404	450	—	16 655	2 461	10 989	1 328	47 820
1960	13 627	359	10 412	4 221	3 736	1 727	674	—	17 028	2 637	13 092	1 508	51 339
1961	14 849	357	12 717	4 492	3 459	1 944	670	—	18 883	2 642	16 568	1 558	53 854
1962	16 771	426	16 518	4 844	4 229	2 564	625	—	18 802	2 862	17 393	1 702	59 507
1963	16 306	426	17 802	4 685	4 468	2 562	696	—	18 986	3 157	19 078	1 654	60 464
1964	17 333	468	18 290	5 078	4 388	2 763	774	—	20 155	3 282	20 280	1 774	63 541
1965	19 495	512	17 841	5 325	4 200 ^a	2 746	873	—	21 444	3 396	21 806	1 867	68 210
1966	20 584	552	20 035	5 657	4 500 ^a	3 405	917	556	20 963	3 413	22 927	1 829	68 107
1967	20 852	605	20 543	6 351	5 200 ^a	3 898	964	573	23 407	3 560	21 760	1 795	67 654
1968	21 885	673	23 783	7 198	5 000 ^a	4 283	1 170	...	24 886	...	24 057	1 572	69 005
1969	23 073	705	27 554	7 404	5 300 ^a	4 604	1 229	381	26 856	4 205	23 622	1 810	67 058

FUENTE: CEPAL, a base de datos oficiales de cada país; Cuba y Trinidad: Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, *Petróleo*.^a Estimado.

Cuadro 53

ARGENTINA: PRODUCCIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licua- do	Gasolina de aviación	Gasolina	Kerosene ^a	Agricol	Gas oil	Diesel oil	Fuel oil	Aceites lubri- cantes	Coque	Otros ^b
1945	...	15	1 038	215	150	59	241	1 634	93	...	...
1946	...	17	1 324	311	224	79	321	1 551	86	...	...
1947	...	12	1 493	332	225	82	331	1 699	99	...	...
1950	...	8	2 053	495	233	294	584	2 708	94	...	...
1951	...	12	2 001	619	246	309	651	2 675	118	...	...
1952	77	13	2 048	606	290	380	645	2 894	120	...	...
1953	83	12	2 055	745	248	471	703	3 321	96	...	...
1954	85	9	2 146	755	262	478	705	3 767	105	...	...
1955	94	10	2 249	790	257	478	868	3 912	121	...	...
1956	120	46	2 137	920	227	481	1 088	3 744	148	...	...
1957	144	59	2 421	1 157	228	525	1 255	5 353	154	...	...
1958	149	54	2 549	1 154	219	691	1 413	5 892	170	...	...
1959	139	78	2 232	1 208	249	527	1 347	5 902	150	...	...
1960	138	73	2 639	1 054	233	759	1 106	6 594	162	84	370
1961	262	67	3 189	1 044	192	874	1 082	7 163	157	105	412
1962	550	64	3 706	1 367	192	1 245	1 131	7 391	147	291	458
1963	561	50	3 511	1 179	136	1 684	1 378	6 861	123	398	406
1964	573	61	3 737	1 327	148	1 635	1 221	7 451	144	351	593
1965	567	30	4 862	1 254	124	2 293	1 260	8 411	165	356	496
1966	602	73	4 435	1 206	90	2 845	1 382	8 622	148	424	408
1967	612	87	4 737	1 221	93	2 974	1 362	8 431	125	436	435
1968	756	56	4 720	1 270	—	3 173	1 424	8 615	142	436	720
1969	861	67	5 290	1 374	—	3 337	1 712	8 781	152	479	875
1970	1 016	60	5 375	1 466	—	3 658	1 893	8 950	160	663	1 265 ^c

FUENTE: Combustibles - Dirección Nacional de Energía y Combustibles.

^a A partir de 1950 incluye combustibles para retropropulsión.^b Solventes, aguarrás, grasa, asfaltos, etc.^c Incluye 584 miles de m³ de residuos pesados.

Cuadro 54

BOLIVIA: PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros
1945	18	3	3	10	—
1946	18	4	3	11	—
1947	22	4	3	13	—
1950	52	11	7	27	—
1951	39	10	7	11	—
1952	40	11	8	11	1
1953	42	9	10	10	1
1954	105	20	31	85	8
1955	146	23	36	119	14
1956	184	42	58	147	16
1957	165	45	64	117	16
1958	146	55	43	116	15
1959	137	55	46	100	14
1960	144	64	55	86	11
1961	146	63	57	80	10
1962	163	68	70	101	23
1963	160	68	66	116	15
1964	179	74	71	126	18
1965	188	82	85	131	29
1966	215	91	86	137	22
1967	240	104	106	126	29
1968	263	111	99	162	39
1969	294	129	97	152	...
1970	297	127	102	150	...

FUENTE: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Cuadro 55

BRASIL: PRODUCCIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licua- do	Gasolina	Kerosene	Jet fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil	Solventes	Asfalto	Eteno	Propano	Resi- duos aromá- ticos	Óleo nave
1945	—	11	4	—	12	14	—	—	—	—	—	—
1946	—	20	9	—	15	15	—	—	—	—	—	—
1947	—	20	6	—	17	15	—	—	—	—	—	—
1950	—	26	8	—	24	14	—	—	—	—	—	—
1951	—	58	9	—	30	38	—	—	—	—	—	—
1952	...	76	13	—	35	62	—	—	—	—	—	—
1953	...	118	20	—	44	96	—	—	—	—	—	—
1954	...	142	23	—	53	144	—	—	—	—	—	—
1955	86	1 788	15	—	342	1 642	30	15	—	—	—	—
1956	213	2 893	36	—	460	2 482	61	54	—	—	—	—
1957	304	2 361	211	—	755	2 739	81	80	—	—	2	—
1958	326	2 862	308	—	969	2 965	118	146	3	—	33	—
1959	382	3 038	367	—	1 050	3 372	119	176	13	2	65	—
1960	442	3 389	639	—	1 442	3 861	117	196	15	4	82	—
1961	493	3 766	641	—	2 271	4 707	138	200	19	5	66	—
1962	530	4 890	696	—	3 242	6 163	128	214	15	4	66	—
1963	651	5 215	642	—	3 703	6 486	119	210	17	6	72	—
1964	868	5 625	728	—	4 143	6 228	123	207	17	6	57	—
1965	1 044	5 824	656	—	4 403	5 627	133	289	18	5	46	58
1966	1 140	6 594	737	23	4 528	6 718	143	397	7	5	51	96
1967	1 197	6 653	757	201	4 722	6 357	131	499	7	5	51	75
1968	1 207	7 447	848	381	5 580	7 409	177	673	6	4	...	92 ^a
1969	769 ^a	8 520	791	703	6 046	8 269 ^a	171	649	5	3	...	91 ^a

FUENTES: Petróleo Brasileiro, S. A. *Boletín Económico e Estatístico*.
Conselho Nacional de Estatística, Anuario Estatístico do Brasil.

^a Miles de toneladas.

Cuadro 56

COLOMBIA: PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licua- do	Gasolina de aviación	Gasolina		Kerosene		Tractorina	Gas oil	Diesel oil A.C.N.R.	Fuel oil	Fuel-gas
			Común	Blanca	Común	Jet fuel					
1945	...	14	166	—	29	—	8	—	32	492	—
1946	...	19	176	—	29	—	5	—	36	527	—
1947	...	17	255	—	38	—	8	—	48	829	—
1950	...	14	314	—	54	—	8	—	88	975	—
1951	...	14	316	—	57	—	8	—	93	1 016	—
1952	...	—	361	—	64	—	19	—	103	1 208	—
1953	...	1	355	—	69	—	20	—	121	1 253	—
1954	...	8	443	...	66	—	25	—	157	997	36
1955	10	32	759	...	155	—	24	—	231	878	138
1956	17	50	809	...	181	—	31	—	317	863	154
1957	21	51	892	...	196	2	26	—	396	1 146	124
1958	26	68	1 171	...	234	2	14	5	442	1 515	97
1959	22	72	1 233	48	258	4	9	22	496	1 491	108
1960	27	83	1 410	45	254	7	6	15	544	1 521	100
1961	43	85	1 679	52	252	19	2	1	598	1 414	97
1962	51	95	1 656	57	294	28	1	5	647	1 666	94
1963	56	90	1 673	53	288	24	—	9	639	1 462	87
1964	73	86	1 743	56	285	31	—	2	656	1 390	85
1965	187	125	1 894	62	308	...	—	...	703	1 596	100
1966	202	125	2 113	62	334	63	—	18	753	1 820	107
1967	259	119	2 045	66	404	84	—	48	847	2 300	154
1968	301	109	2 131	71	470	133	—	82	1 145	2 535	185
1969	193	98	2 191	88	500	173	—	28	1 044	2 486	161

FUENTE: Ministerio de Minas y Petróleos. *Boletín de Petróleo, Revista del Banco de la República*.

Cuadro 57

CHILE: PRODUCCIÓN NETA DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado de		Gasolina		Kerosene		Gas y diesel oil	Fuel oil	Solventes
	Petróleo	Gas natural	De aviación	Común	Común	De aviación			
1946	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1950	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1951	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1952	—	—	—	4	1	—	4	—	—
1953	...	...	—	12	2	—	8	—	—
1954	...	...	—	40	11	—	34	—	—
1955	...	...	—	284	18	—	107	264	—
1956	...	...	—	467	25	—	189	270	1
1957	12	2	—	501	34	—	217	287	4
1958	15	2	—	559	65	—	238	315	5
1959	26	13	—	590	113	—	273	268	7
1960	40	26	38	707	175	—	294	321	10
1961	57	39	51	743	188	—	319	410	12
1962	65	82	70	938	255	—	396	636	14
1963	68	162	58	903	292	—	420	613	16
1964	74	214	66	965	303	—	487	647	21
1965	86	207	51	1 015	296	—	481	599	20
1966	126	220	45	1 147	323	—	576	849	23
1967	263	215	45	1 307	367	—	630	1 092	25
1968	268	199	36	1 362	394	—	727	1 193	24
1969	313	196	36	1 542	407	22	727	1 232	28
1970	239	176	29	1 558	437	77	724	975	28

FUENTE: Empresa Nacional del Petróleo, *Boletín Estadístico*.

Cuadro 58

ECUADOR: PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina ^a	Kerosene	Turbo fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros
1945	—	38	11	—	21	74	—
1946	—	46	12	—	19	91	—
1947	—	63	14	—	31	93	1
1950	—	87	19	—	38	110	1
1951	—	91	21	—	38	118	1
1952	—	93	23	—	47	117	1
1953	—	94	26	—	54	95	1
1954	—	104	29	—	56	114	1
1955	—	106	31	—	54	123	1
1956	—	109	34	—	57	119	3
1957	—	102	35	—	57	128	6
1958	—	117	38	—	71	148	10
1959	—	140	40	—	102	109	18
1960	1	268	48	—	110	197	20
1961	1	223	51	—	119	245	26
1962	1	233	51	—	111	194	28
1963	2	287	57	—	129	185	28
1964	2	324	67	9	137	206	84
1965	2	347	67	29	153	229	68
1966	3	353	76	45	167	211	69
1967	5	362	80	56	192	247	34
1968	6	442	90	64	191	302	32
1969	6	412	99	69	243	371	31
1970	8	424	78	97	293	449	...

FUENTE: Dirección General de Minas e Hidrocarburos.

^a A partir de 1960 incluye gasolina especial.

Cuadro 59

PERÚ: PRODUCCIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina de aviación	Gasolina común	Kerosene	Turbo fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil	Lubricantes	Otros	Gasoli- na natural
1945	1		613	157	—	482	856	...	...	171
1946	1		546	137	—	476	560	...	...	165
1947	2		570	125	—	512	459	...	...	158
1950	7		613	189	—	223	875	12	11	168
1951	5		682	236	—	252	927	13	22	173
1952	6		677	258	—	253	934	13	29	163
1953	6	9	658	299	—	260	923	9	42	167
1954	9	18	729	360	—	409	743	11	37	168
1955	11	19	737	403	—	629	498	11	39	173
1956	12	16	765	438	—	835	371	12	46	167
1957	13	15	778	471	11	785	406	9	29	180
1958	12	14	801	491	9	791	410	12	25	149
1959	13	17	737	510	10	780	368	9	26	159
1960	14	16	764	580	40	805	390	7	19	145
1961	15	9	784	487	52	871	383	12	24	153
1962	17	10	845	477	78	952	440	11	31	155
1963	22	8	904	475	77	919	719	9	26	149
1964	26	7	972	499	115	947	805	12	38	146
1965	40	12	1 221	552	125	994	869	13	49	139
1966	50	9	1 402	546	163	960	918	38	53	119
1969	43	5	1 543	603	226	1 090	1 236	10	55	112
1970	49	2	1 509	630	244	1 075	1 235	13	130	...

FUENTES: Ministerio de Fomento y Obras Públicas, Estadística Petrolera del Perú, *Boletín Estadístico Peruano*.

Cuadro 60

URUGUAY: PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina de aviación ^a	Gasoli- na común	Kerosene	Gas oil	Diesel oil ^b	Fuel oil	Asfalto	Aguarrás
1945		2	82	43			150		
1946		2	124	67	36	15	210		
1947		2	127	78	39	17	210		
1950		2	203	131	61	39	435		1
1951		2	237	149	65	51	527		1
1952		2	266	153	91	60	628		2
1953		2	310	168	105	61	702		2
1954		2	308	183	119	...	769		2
1955		3	327	136	137	55	666		6
1956		3	319	180	97	44	562		6
1957		3	339	201	102	31	566	15	7
1958		6	326	196	100	54	581	11	7
1959	1	10	310	210	83	56	620	10	8
1960	2	11	328	228	188	48	663	10	5
1961	4	13	323	218	207	41	706	11	5
1962	21	21	391	210	221	55	711	19	6
1963	...	16	368	228	236	82	657	...	4
1964	39		376	214	356		682	...	...
1965	34		372	203	347		786	...	...
1966	38		282	208	359		762	...	...
1967	34		286	199	347		710	...	...
1968	34		344	180	303		644	...	...
1969	35		361	216	...		763	...	...

FUENTE: Datos suministrados directamente por ANCAP.

^a A partir de 1964 está incluido en gasolina común.^b A partir de 1964 está incluido en gas oil.

Cuadro 61

VENEZUELA: PRODUCCIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gasolina y nafta	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Gas	Asfaltos	Aceites y lubricantes	Otros
1945	481	79	863	3 636	—	29	—	87
1946	613	90	1 147	3 602	—	30	—	82
1947	623	115	1 097	3 884	—	25	—	84
1950	2 335	343	2 814	8 207	217	105	25	445
1951	2 839	560	3 860	9 956	262	147	116	525
1952	3 075	674	4 346	10 745	284	164	142	762
1953	3 566	744	4 623	13 626	315	139	181	874
1954	3 527	885	5 127	14 554	298	102	159	1 146
1955	4 124	1 200	6 777	16 492	324	157	161	1 876
1956	4 470	1 352	7 241	19 855	329	295	190	2 821
1957	5 395	1 389	7 624	21 672	502	590	180	2 644
1958	6 150	1 794	7 774	22 640	696	1 082	204	2 229
1959	6 773	2 039	8 754	26 248	741	890	187	2 330
1960	6 175	1 491	9 078	29 805	721	1 007	234	2 864
1961	6 770	1 725	10 124	29 931	728	1 041	586	3 053
1962	7 723	1 619	11 773	33 721	722	1 070	645	2 187
1963	8 076	1 407	12 658	34 114	733	839	700	2 013
1964	7 157	1 571	12 355	37 195	719	865	737	3 094
1965	7 540	1 266	11 299	42 621	955	822	592	3 074
1966	8 055	965	11 256	41 435	1 056	787	596	4 038
1967	7 991	802	10 754	40 700	905	871	604	4 937
1968	9 071	782	10 662	41 048	885	871	668	5 810
1969	9 578	892	8 779	40 949	901	765	569	4 632
1970	10 392	684	8 769	47 307	987	817	612	5 300

FUENTE: Ministerio de Minas e Hidrocarburos, *Algunos aspectos de las actividades petroleras venezolanas y mundiales*.

Cuadro 62

MÉXICO: PRODUCCIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina de aviación	Gasolina común	Nafta	Kerosene				Gas oil	Diesel oil	Fuel oil	Asfaltos	Solventes	Otros	Gas seco
					Turbosina	Kerosene	Tractomex	Tractogas							
1945	...	...	950	...	...	687	209	...	...	809	3 749	...	...	...	...
1946	...	...	1 032	...	...	758	200	...	...	800	4 096	...	...	...	...
1947	...	...	1 319	...	...	374	219	...	...	651	5 030	113	...	55	...
1950	...	50	1 754	...	...	417	296	...	...	845	5 140	127	14	48	38
1951	...	56	1 995	...	...	490	371	...	...	839	5 456	158	16	51	71
1952	121	63	2 250	...	...	589	401	...	...	932	5 556	160	18	52	94
1953	144	60	2 467	...	...	658	451	...	...	862	6 234	152	16	48	118
1954	128	63	2 460	...	...	689	401	...	...	783	7 213	184	20	58	94
1955	140	67	2 472	...	...	735	396	...	...	782	7 601	183	22	122	96
1956	201	61	2 810	...	...	801	447	...	...	949	7 050	199	28	169	102
1957	238	65	3 394	...	...	730	568	...	7	1 303	6 839	266	27	192	106
1958	365	66	3 653	...	...	939	646	...	26	1 554	7 081	242	34	195	120
1959	581	60	4 048	...	10	1 258	458	96	122	1 627	6 996	231	29	222	232
1960	618	66	4 168	153	28	1 418	127	173	172	1 895	6 688	302	27	223	191
1961	805	109	4 541	513	79	1 530	137	178	150	2 031	7 541	283	28	235	223
1962	740	102	4 589	577	97	1 562	122	173	131	2 358	7 183	327	30	233	207
1963	921	103	4 883	500	125	1 574	132	155	105	2 598	6 579	318	35	247	230
1964	1 070	110	5 194	515	152	1 641	138	159	122	3 166	6 352	369	40	261	240
1965	1 344	126	5 209	491	170	1 613	134	146	174	3 167	6 658	504	42	282	277
1966	1 362	101	5 493	229	255	1 583	132	140	56	3 405	6 410	959	48	271	434
1967	1 455	102	6 470	77	315	1 666	142	147	70	3 775	6 904	1 000	46	285	565
1968	1 761	83	6 980	155	357	1 603	151	139	65	4 224	6 845	1 088	49	293	727
1969	1 908	88	7 336	191	426	1 560	155	141	23	4 385	6 858	1 268	54	360	706
1970	2 101	78	8 001	282	491	1 526	172	120	61	4 836	7 574	1 344	51	414	773

FUENTES: Secretaría de Industria y Comercio, *Compendio Estadístico*, *Revista Estadística*.

Cuadro 63

EL SALVADOR, JAMAICA: PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil
<i>El Salvador</i>					
1963	3	119	42	236	a
1964	2	163	58	139	a
1965	...	158	68	271	a
1966	9	158	71	173	110
1967	18	170	81	175	101
<i>Jamaica</i>					
1964	8	132	85	198	606
1965	15	213	160	289	727
1966	20	276	180	310	700
1967	16	244	121	230	533

a Incluido en diesel oil.

Cuadro 64

ARGENTINA: CONSUMO NETO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licua- do	Gasolina de aviación	Gasoli- na común	Kerosene	Jet fuel	Agricol	Gas oil	Diesel oil	Fuel oil	Aceites lubri- cantes	Asfalto	Coque	Otros
1945	19	17	1 014	213		155	46	225	1 424	83	...	61	...
1950	48	61	2 056	484		237	278	528	4 103	133	...	70	...
1951	63	62	2 042	622		260	339	600	4 420	149	...	87	...
1952	77	63	2 008	614		287	413	687	4 528	143	...	92	...
1953	82	68	2 024	707		263	522	758	4 569	140	...	88	...
1954	86	73	2 158	786		276	700	793	5 049	154	...	85	...
1955	94	78	2 161	941		261	887	891	5 516	166	...	90	...
1956	120	94	2 182	1 064		244	803	1 196	6 057	188	...	96	...
1957	144	113	2 342	1 218		221	930	1 427	6 520	180	...	86	...
1958	149	120	2 607	1 370		232	1 051	1 748	6 447	215	...	62	...
1959	160	116	2 147	1 423		246	934	1 720	6 191	172	...	43	...
1960	187	127	2 597	1 594	39	235	1 282	1 358	6 044	197	250	14	102
1961	367	126	3 120	1 498	55	207	1 550	1 315	5 825	211	270	88	113
1962	522	113	3 437	1 513	84	182	1 920	1 367	5 448	224	306	127	108
1963	587	98	3 337	1 190	102	163	2 673	1 384	5 275	180	283	209	95
1964	768	106	3 727	1 188	124	175	2 512	1 536	5 958	231	362	306	110
1965	883	95	4 124	1 068	146	131	2 751	1 432	6 260	245	313	228	131
1966	1 019	93	4 363	981	170	112	2 877	1 247	6 038	215	295	252	109 ^b
1967	1 079	99	4 739	994	220	106	3 145	1 261	5 965	211	219	206	109 ^b
1968	1 132	83	4 805	1 016	256	—	3 444	1 297	6 201	212	573	231	104 ^b
1969	1 489	75	5 061	1 034	380	—	3 864	1 635	7 632	261	744	318	91
1970	1 682	57	5 337	1 053	348	—	4 169	1 690	7 607	272	649	418	161

FUENTE: Combustibles - Dirección Nacional de Energía y Combustibles.

a Desde 1950 a 1959 incluye kerosene para jet.

b Solventes y aguarrás.

Cuadro 65

ARGENTINA: CONSUMO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Agricol	Gas oil	Diesel oil	Fuel oil	Gas licuado	Aceites lubri- cantes	Asfalto
1945	...	...	—	12	23	350	...	...	...
1950	21	1	2	22	28	539	...	...	...
1951	21	1	2	24	42	566	...	...	...
1952	21	1	2	31	50	628	...	...	...
1953	21	2	1	37	59	646	...	...	...
1954	22	2	1	37	54	665	...	...	...
1955	20	2	1	41	56	763	...	...	...
1956	23	2	—	44	71	784	...	...	...
1957	22	2	1	38	63	835	...	...	...
1958	22	2	—	42	62	916	...	...	...
1959	24	3	—	41	58	866	...	...	...
1960	30	5	—	57	59	918	...	...	...
1961	35	5	—	70	67	936	1	9	32
1962	34	4	—	77	78	1 019	6	10	28
1963	34	7	—	70	99	915	3	8	42
1964	32	5	—	85	89	968	3	9	66
1965	40	6	—	84	89	988	3	9	66
1966	41	4	—	82	88	1 145	4	8	58
1967	36	3	—	86	110	1 167	4	8	89
1968	31	2	—	80	114	1 261	5	8	9
1969	32	2	—	80	109	1 580	15	8	10
1970	32	3	—	78	123	1 570	5	8	9

FUENTE: Combustibles - Dirección Nacional de Energía y Combustibles.

Cuadro 66

BOLIVIA: CONSUMO BRUTO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado (miles de t)	Gasolina de aviación	Gasolina común	Kerosene	Jet fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil
1945	—	3	53	8	—	3	72 ^a
1950	—	4	63	...	—	...	...
1951	—	11	67	12	—	...	...
1952	—	8	72	15	—	36 ^b	58 ^b
1953	—	10	88	18	—	41	64
1954	—	15	123	22	—	37	83
1955	—	16	114	27	—	39	109
1956	—	19	99	36	—	56	117
1957	—	13	95	35	—	60	95
1958	—	15	109	39	—	43	95
1959	—	16	117	45	—	49	84
1960	—	15	130	52	—	53	83
1961	—	16	135	54	—	64	77
1962	—	14	140	58	—	71	87
1963	—	13	150	64	—	67	104
1964	—	14	158	68	—	71	109
1965	—	21	180	77	2	79	115
1966	—	20	199	85	3	73	119
1967	—	24	228	94	4	70	117
1968	2	19	239	104	6	70	121
1969	4	20 ^b	260	112	6	70	106
1970	5	16	271	120	15	86	101

FUENTE: Información General - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

^a Incluye diesel y fuel oil importados.^b Estimado.

Cuadro 67

BRASIL: CONSUMO BRUTO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licua- do	Gasolinu de aviación	Gasoli- na común	Kerosene	Kerosene para jet	Gas y diesel oil	Fuel oil	Lubri- can- tes	Grasas (miles de tone- ladas)	Aceite Stan- ship	As- falto Miles de toneladas	Para- fina	Sol- ven- te
1945	...	69	540	113	—	178	795	57	...	—	...	...	...
1950	29	207	2 074	321	—	676	1 820	123	...	—	...	...	...
1951	...	234	2 491	360	—	810	2 098	149	...	—	...	...	...
1952	55	234	2 953	432	—	1 026	2 369	154	...	—	...	...	...
1953	...	233	3 198	552	—	1 260	2 549	186	...	—	...	...	...
1954	85	302	3 368	654	—	1 467	3 197	207	...	—	...	...	...
1955	155	329	3 476	723	—	1 646	3 901	216	9	—	19	51	51
1956	257	362	3 616	769	—	1 919	4 337	332	12	—	28	15	67
1957	332	405	3 572	657	—	1 858	3 920	119	7	—	57	9	82
1958	420	460	3 934	713	—	2 371	4 368	227	12	—	168	13	112
1959	526	444	3 939	626	36	2 599	4 591	217	12	121	176	12	113
1960	643	436	4 427	666	91	2 954	5 310	261	15	143	232	15	109
1961	765	380	4 603	687	172	3 112	5 668	280	15	130	164	16	133
1962	969	343	5 232	749	217	3 437	6 058	293	17	167	272	22	137
1963	1 137	268	5 595	624	304	3 672	6 296	268	16	168	273	17	120
1964	1 331	231	6 074	641	322	4 160	6 455	310	18	184	229	15	132
1965	1 385	206	6 038	578	324	4 468	5 794	268	17	110	295	16	126
1966	1 526	201	6 639	571	374	4 410	6 040	307	18	114	362	20	141
1967	1 715	199	7 223	630	447	4 929	6 221	352	21	^a	472	19	144
1968	1 915	159	8 219	659	567	5 513	7 670	393	22	21	523	26	159
1969	1 969	115	8 743	623	684	5 932	8 404	382	21	^a	609	26	157
1970	2 392	103	9 704	653	775	6 515	8 116	441	23	^a	686	28	192

FUENTES: Relatório - Conselho Nacional do Petróleo. Boletín Econômico e Estatístico - Petrobras. Anuario Estatístico do Brasil.

^a Incluido en diesel oil.

Cuadro 68

COLOMBIA: CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licua- do	Gasolina de aviación	Gasolina		Kerosene y trac- torina	Jet fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil consumido		As- fal- to	Disol- ven- tes	Otros
			Motor	Blanca				En el mercado interno	En las refine- rias ^a			
1945	...	...	214	—	33	—	33	370	39	...	...	...
1950	6	59	461	—	69	—	102	334	76	19	7	...
1951	8	72	537	3	99	—	137	342	79	19	7	7
1952	10	64	623	4	127	—	156	372	91	27	7	14
1953	11	70	773	7	162	—	203	477	95	24	9	24
1954	14	78	948	24	208	—	254	523	91	29	11	29
1955	20	83	1 091	34	250	—	316	550	112	35	13	35
1956	27	91	1 146	53	274	2	372	596	122	36	15	36
1957	31	83	1 154	50	266	2	404	688	146	38	17	38
1958	40	89	1 207	55	248	2	447	688	187	...	...	...
1959	68	95	1 204	58	244	4	448	765	198	30	3	42
1960	72	108	1 342	60	254	7	496	790	211	30	3	83
1961	77	106	1 515	64	249	16	561	820	225	47	—	51
1962	115	118	1 645	68	280	27	605	827	242	51	—	55
1963	129	151	1 674	69	279	24	569	800	234	42	5	57
1964	158	140	1 754	71	316	30	587	745	254	55	6	80
1965	184	138	1 787	80	302	36	665	715	266	^b	^b	177
1966	215	135	1 986	83	319	56	682	809	283	22	5	52
1967	243	120	2 050	83	391	78	677	863	318	^b	^b	166
1968	261	106	2 181	87	458	117	723	946	355	^b	^b	199
1969	296	98	2 364	93	495	158	789	897	370	109	16	35
1970	360	82	2 553	104	530	170 ^c	844	1 049	395	...	...	...

FUENTES: Boletín de Petróleos - Ministerio de Minas y Petróleos. La industria petrolera y la economía colombiana - Miguel Fadul.

^a Se estimó el consumo en un 5 por ciento del crudo refinado.^b Incluido en otros.^c Estimado.

Cuadro 69

CHILE: CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas li- cuado	Gasolina de aviación	Gasoli- na común	Kerosene		Gas y diesel oil	Fuel oil consumido	
				Doméstico	Avtur		En el mercado interno	En las refinerías
1945	—	12	139	17	—	58	903	—
1950	—	23	321	54	—	116	782	—
1951	—	24	354	71	—	121	869	...
1952	—	26	409	97	—	154	908	...
1953	—	30	429	137	—	169	869	...
1954	—	34	464	176	—	211	966	...
1955	—	38	500	211	—	257	1 022	...
1956	1	45	507	208	—	270	1 040	...
1957	12	56	561	216	—	286	1 010	...
1958	18	59	598	237	—	306	1 004	...
1959	28	55	624	248	2	334	1 124	67
1960	44	66	709	259	7	339	1 108	77
1961	65	62	807	270	15	391	1 074	89
1962	96	62	888	278	29	470	1 203	115
1963	132	65	919	292	34	506	1 298	117
1964	165	74	979	300	47	538	1 308	123
1965	214	56	1 036	316	59	580	1 319	115
1966	284	65	1 141	335	63	664	1 442	131
1967	358	67	1 262	362	79	675	1 480	180
1968	398	52	1 382	359	103	770	1 529	165
1969	493	44	1 530	408	127	827	1 450	181
1970	549	40	1 657	446	134	862	1 559	104

FUENTE: ENAP.

Cuadro 70

ECUADOR: CONSUMO BRUTO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil consumido		Otros
					En el mercado interno	En las refinerías ^b	
1945 ^a	—	47	11	18	120	9	...
1950	—	94	20	32	108	13	4
1951	—	107	21	35	112	14	4
1952	—	122	23	43	120	14	4
1953	—	120	26	47	121	14	4
1954	—	156	30	55	125	15	5
1955	—	177	32	59	135	16	3
1956	—	190	35	64	142	16	5
1957	—	206	39	72	143	16	6
1958	—	221	40	81	151	18	1
1959	1	235	41	94	152	23	6
1960	1	256	48	111	178	34	13
1961	1	267	50	113	177	34	21
1962	2	281	53	109	156	31	25
1963	2	303	59	120	172	35	27 ^b
1964	2	332	70	135	182	39	28 ^b
1965	4	358	98	147	202	44	26
1966	4	369	115	167	212	46	38
1967	4	411	112	190	221	48	44

FUENTE: Datos suministrados por la Dirección de Minas e Hidrocarburos del Ministerio de Industrias.

^a Año 1946.^b Estimado.

Cuadro 71
CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO
(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina de aviación	Gasolina común	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil ^a
A) El Salvador						
1963	4	12	84	40	72	67
1964	8	11	89	44	86	130
1965	9	10	93	45	97	123
1966	6	9	96	58	105	117
1967	8	8	103	57	108	127
1968	10	6	108	56	114	147
1969	12	7	115	58	119	130
B) Jamaica^b						
1964	5	17	136	64	166	508
1965	16	10	109	142	200	747
1966	20	6	120	161	310	735
1967	16	13	201	160	250	884

^a Incluye una estimación del fuel oil consumido en las refinerías.

^b El consumo es aparente.

Cuadro 72
GUATEMALA: CONSUMO APARENTE DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Gas licuado	Miles de toneladas	
						Aceites y grasas lubricantes	Asfalto
1945	23	3	19	89	—	...	...
1950	62	10	23	185	—	3	15
1951	59	12	23	158	—	4	2
1952	81	14	24	122	—	3	7
1953	87	12	28	149	—	4	6
1954	93	17	35	159	—	5	4
1955	117	18	40	190	—	5	19
1956	146	20	56	167	—	6	12
1957	157	26	60	169	—	6	12
1958	165	28	81	172	24	8	18
1959	132	28	87	165	8	6	19
1960	166	41	100	225	6	6	16
1961	167	54	106	226	13	6	5
1962	140	62	101	242	8	6	5 ^a
1963	167	68	107 ^a	252 ^a	8	6	5 ^a
1964	194	67	113 ^a	277 ^a	8	6	4
1965	178 ^a	69 ^a	119 ^a	297 ^a	8 ^a	6 ^a	4 ^a

FUENTE: *Anuarios de Comercio Exterior*.

^a Estimado.

Cuadro 73

HAÍTÍ: CONSUMO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Gas, diesel oil y fuel oil	Gas licuado (miles de toneladas)	Otros
1945	9	4	4		
1950	23	4	17		
1951	26	4	15		
1952	30	4	21		
1953	36	5	15		
1954	42	5	31		
1955	48	4	49		
1956	59	5	41		
1957	46	4	46		
1958	46	7	46		1
1959	48	3	42	1	1
1960	46	3	52	1	1
1961	44	4	38	1	1
1962	45	3	57	1	2
1963	37	3	46	1	1
1964	38	6	59	1	2
1965 ^a	42	6	58	1	2
1967	31	3	76	1	6

FUENTE: *Bulletin Trimestriel de Statistique* - Institut Haitien de Statistique.^a Estimado.

Cuadro 74

MÉXICO: CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gasolina de aviación	Gasolina	Kerosene	Turbosina	Gas y diesel oil	Fuel oil	Gas licuado	Solventes	Lubricantes	Asfaltos	Grasas	Parafina
										(miles de toneladas)		
1945		1 098	401	—	242	3 794	44	...	...	...	...	...
1950		2 199	707	—	650	4 725	172	...	...	...	...	...
1951		2 471	836	—	765	4 932	221	...	...	...	...	...
1952		2 764	971	—	818	4 763	274	...	...	...	...	...
1953		2 977	1 036	—	914	4 769	326	...	...	...	...	...
1954		3 199	1 184	—	1 144	4 700	296	...	...	...	...	...
1955		3 426	1 350	—	1 297 ^a	5 077	367	...	...	...	...	...
1956		3 865	1 506 ^a	—	1 546 ^a	5 512	607	...	...	...	...	...
1957		4 054	1 582	—	1 703	5 864 ^a	730	...	...	...	...	...
1958	131	4 201	1 665	—	1 828	5 637	856	36	153	300	8	56
1959	125	4 422	1 805	—	1 718	5 402	1 070	45	166	265	9	63
1960	132	4 555	1 763	—	1 984	5 725	1 188	52	175	340	7	61
1961	118	4 672	1 781	80	2 200	5 696	1 240	69	196	314	9	65
1962	113	4 743	1 786	107	2 423	4 752	1 414	78	200	380	8	65
1963	116	4 933	1 791	155	2 657	4 293	1 697	83	203	327	11	67
1964	123	5 390	1 832	175	3 092	4 241	2 042	95	323	385	10	73
1965	135	5 673	1 837	209	3 193	3 981	2 391	86	222	433	10	75
1966	164	6 052	1 894	251	3 553	4 505	2 644	57	227	496	9	74
1967	128	6 615	1 924	306	3 861	5 078	2 695	59	269	498	12	80
1968	100	7 200	1 952	375	4 300	5 054	1 693 ^b	85	297	523	10	81
1969	100	8 132	2 066	439	5 009	5 598	1 878 ^b	65	333	473	10	89
1970	89	8 751	2 067	508	5 521	6 135	3 909 ^b	68	325	537	10	86

FUENTE: Censo de Estadística - Secretaría de Industria y Comercio, Revista de Estadística - Dirección General de Estadística.

La energía en México - Emilio Alanís Patiño.^a Estimado.^b Miles de toneladas.

Cuadro 75

PERÚ: CONSUMO NETO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina de aviación	Gasolina común	Kerosene	Turbo fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil	Lubricantes	Otros ^a
1945	1	11	178	48	—	314	227	5	...
1950	3	30	375	143	—	125	599	8	...
1951	4	32	461	169	—	141	627	8	...
1952	5	32	516	204	—	148	599	8	29
1953	6	34	586	231	—	179	633	8	40
1954	6	39	631	254	—	232	675	9	29
1955	7	43	666	278	—	328	631	11	34
1956	8	45	750	314	—	348	600	10	40
1957	9	50	821	359	—	476	618	10	28
1958	10	56	849	366	—	565	522	27	28
1959	10	59	867	398	9	546	603	23	34
1960	11	61	888	447	30	506	746	25	32
1961	15	55	933	469	52	545	821	12	34
1962	16	51	1 052	532	71	667	924	26	37
1963	20	50	1 058	482	72	728	1 038	24	38
1964	25	^b	1 222	516	75 ^c	855	1 113	26 ^c	39 ^c
1965	35	62	1 277	530	119	794	1 380	43	41
1966	49	61	1 418	557	152	885	1 488	60	51
1967	62	59	1 536	590	179	922	1 589	58	68
1969	92	38	1 558	620	226	1 012	1 559	...	...

FUENTES: Estadística Petrolera del Perú. Ministerio de Fomento y Obras Públicas. La Industria Minera. A partir de 1964 el consumo es bruto.

^a Incluye asfalto, grasas, parafina, solvente, etc.

^b Incluido en gasolina común.

^c Estimado.

Cuadro 76

PERÚ: CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

(Miles de m³)

	Gasolina	Kerosene	Diesel y gas oil	Fuel oil	Otros
1945					
1950					
1951	7	3	6	16	
1952	8	6	7	13	
1953	7	7	8	3	6
1954	9	9	11	15	4
1955	8	3	12	27	5
1956	8	1	12	26	5
1957	9	2	14	34	4
1958	7	2	16	25	4
1959	6	2	12	17	2
1960	5	1	13	18	2
1961	5	2	13	15	3
1962	5	2	14	17	4
1963	6	—	15	24	3

NOTA: Los datos de los demás años están incluidos en el cuadro anterior.

Cuadro 77

URUGUAY: CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	<i>Gas licuado</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Gas oil</i>	<i>Diesel oil</i>	<i>Fuel oil</i>
1945	—	78	38	24	21	233
1950	—	229	132	57	39	392
1951	—	259	147	69	43	480
1952	—	283	163	87	47	466
1953	—	300	175	104	53	491
1954	—	318	187	120	54	488
1955	—	337	197	141	50	464
1956	—	346	205	152	41	602
1957	2	348	201	157	39	634
1958	1	365	203	169	42	543
1959	2	353	223	172	47	744
1960	2	338	233	191	37	600
1961	2	355	230	204	39	504
1962	6	364	232	230	46	649
1963	17	362	225	243	47	548
1964	28	383	232	269	54	558
1965	33	367	214	277	52	814
1966	37	366	210	325	^a	615
1967	39	354	201	316	^a	629
1968	40	342	198	296	62	685
1969	49	361	215	313	38	765
1970	57	345	220	344	38	791

FUENTE: ANCAP.

^a Incluido en gas oil.

Cuadro 78

VENEZUELA: CONSUMO NETO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Miles de m³)

	<i>Gas licuado</i>	<i>Gasolina de aviación</i>	<i>Gasolina común y blanca</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Turbo fuel</i>	<i>Diesel y gas oil</i>	<i>Fuel oil</i>	<i>Nafta y solventes</i>	<i>Parafina</i>	<i>Asfalto</i>	<i>Lubricantes</i>
1945	...	...	243	74	—	74	305 ^a	—	—	...	—
1950	...	...	834	265	—	253	369	1	—	94	—
1951	...	...	931	299	—	263	470	2	—	125	—
1952	...	...	1 102	336	—	303	523	2	—	99	3
1953	...	...	1 250	376	—	322	413	2	—	101	8
1954	...	...	1 435	416	2	355	506	5	4	98	7
1955	33	6	1 626	448	3	418	457	6	5	133	9
1956	46	30	1 815	484	7	473	440	7	6	151	10
1957	60	60	1 999	508	11	627	452	10	7	161	14
1958	72	104	2 116	516	15	638	443	11	6	128	18
1959	95	124	2 297	544	20	692	514	13	12	143	25
1960	112	91	2 309	557	22	656	452	14	11	167	33
1961	125	67	2 398	586	19	672	411	16	14	185	43
1962	137	47	2 403	595	14	646	320	23	15	247	46
1963	172	47	2 551	622	26	731	403	30	18	313	58
1964	184	49	2 760	633	23	814	427	36	21	351	70
1965	220 ^b	41	2 923	637	44	884	479	39	22	323	81
1966	...	39	3 110	633	52	925	531	44	21	299	77
1967	...	36	3 321	633	53	1 036	464	45	20	323	87
1968	...	35	3 544	624	62	1 107	592	52	21	411	92
1969	...	33	3 745	602	67	1 170	532	58	23	375	99
1970	...	30	4 013	591	75	1 243	612	62	26	351	95

FUENTES: 1950 a 1965, algunos aspectos de las Actividades Venezolanas y Mundiales - Ministerio de Minas e Hidrocarburos. Estadístico - Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

^a Incluye consumo en la industria petrolera.^b Estimado.

Cuadro 79

VENEZUELA: CONSUMO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

(Miles de m³)

	Gas licuado	Gasolina de aviación	Gasolina común y blanca	Kerosene	Gas y diesel oil	Fuel oil	Nafta y solventes	Lubricantes	Asfalto	Gas de refinería	Otros (coque)
1945	...	—	...	—	...	^a	—	—	—	—	—
1950	...	—	27	6	200	946	—	—	5	—	—
1951	...	—	25	11	182	1 001	—	—	11	—	—
1952	...	—	19	8	247	936	—	—	10	—	—
1953	...	—	21	17	461	1 352	—	1	9	—	—
1954	...	—	26	17	516	1 815	1	1	14	—	—
1955	11	—	24	14	98	579	1	1	10	—	—
1956	12	—	26	12	136	606	1	—	9	—	—
1957	28	—	24	11	194	571	3	—	14	—	—
1958	98	—	24	9	174	388	12	2	10	—	—
1959	291	—	31	5	151	370	13	4	6	—	—
1960	317	—	46	9	132	165	17	4	7	—	—
1961	314	—	21	4	78	143	12	6	10	—	—
1962	314	1	16	5	111	216	1	6	14	990	129
1963	337	1	24	5	132	163	1	13	19	965	126
1964	374	1	23	6	137	194	7	9	12	931	101
1965	413 ^b	1	22	10	109	304	3	10	9	909	117
1966	...	1	20	4	93	307	3	11	8	1 004	128
1967	...	1	18	3	99	300	4	11	7	911	108
1968	...	1	17	9	122	414	—	12	9	776	131
1969	...	1	17	16	68	421	—	15	14	773	142
1970	...	1	47	17	16	339	—	12	11	879	129

^a Incluido en el consumo neto del cuadro anterior.^b Estimado.

Cuadro 80

VENEZUELA: DERIVADOS DEL PETRÓLEO ENTREGADO A BARCOS

(Miles de m³)

	Gasolina	Turbo fuel	Gas y diesel oil	Fuel oil	Otros
1945	—	—	...	...	—
1950	—	—	^a	^a	—
1951	—	—	^a	^a	—
1952	—	—	^a	^a	—
1953	—	—	^a	^a	—
1954	—	—	^a	^a	—
1955	—	—	481	1 852	—
1956	—	—	570	2 397	—
1957	—	1	639	2 916	—
1958	1	1	492	2 506	—
1959	—	—	453	2 380	—
1960	—	12	364	2 349	4
1961	—	45	318	2 340	—
1962	12	72	240	2 623	—
1963	11	66	233	2 532	2
1964	13	77	199	2 764	—
1965	13	96	183	2 950	—
1966	11	114	159	2 836	1
1967	11	137	154	2 829	1
1968	9	149	170	2 911	—
1969	10	182	167	2 648	—
1970	10	195	148	2 682	—

^a Incluido en consumo de la industria petrolera.

PUBLICACIONES IMPRESAS DE LA CEPAL (Continuación)

Desarrollo económico	<i>Dólares</i>
<i>Aspectos administrativos de la planificación</i>	
Diciembre 1968 E/CN.12/811	461 páginas Nº de venta: S.69.II.G.2 4.75
<i>El Cambio Social y la Política de Desarrollo Social en América Latina</i>	
Noviembre 1969 E/CN.12/826/Rev.1	307 páginas Nº de venta: S.70.II.G.3 4.00
Agricultura y ganadería	
<i>Tendencias y Perspectivas de los Productos Forestales en América Latina</i>	
1962 E/CN.12/624	133 páginas Nº de venta: 63.II.G.1 1.50
<i>El Uso de Fertilizantes en América Latina</i>	
Diciembre de 1966 E/CN.12/760	96 páginas Nº de venta: 67.II.G.3 1.25
Industria	
<i>La Fabricación de Maquinarias y Equipos Industriales en América Latina</i>	
<i>IV. Las Máquinas-Herramientas en la Argentina</i>	
Octubre 1967 E/CN.12/747	62 páginas Nº de venta: 68.II.G.4 1.00
<i>El Proceso de Industrialización en América Latina</i>	
Diciembre 1965 E/CN.12/716/Rev.1	280 páginas Nº de venta: 66.II.G.4 4.00
<i>Los Recursos Hidráulicos de América Latina. Argentina</i>	
Septiembre 1971 E/CN.12/917	419 páginas Nº de venta: 72.II.G.2 9.00
Varios	
<i>Los Fletes Marítimos en el Comercio Exterior de América Latina</i>	
Diciembre 1968 E/CN.12/812	322 páginas Nº de venta: 69.II.G.7 4.00
<i>Educación, Recursos Humanos y Desarrollo en América Latina</i>	
Diciembre 1967 E/CN.12/800	250 páginas Nº de venta: 68.II.G.7 3.00
<i>Los Ferrocarriles Internacionales de Sudamérica y la Integración Económica Regional</i>	
Diciembre 1971 E/CN.12/924/Rev.1	198 páginas Nº de venta: 72.II.G.4 4.00

COMO CONSEGUIR PUBLICACIONES DE LAS NACIONES UNIDAS

Las publicaciones de las Naciones Unidas están en venta en librerías y casas distribuidoras de todo el mundo. Consulte a su librero o diríjase a:
Naciones Unidas, Sección de Ventas, Nueva York o Ginebra

