

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**EL APORTE DE LA INDUSTRIA PETROLERA
A LA ECONOMIA COLOMBIANA**

190

IL MONTE
DEI
INDUSTRIA PETROLIERA
A LA
TECNOLOGIA CROMATOGRAFICA



338.209861
146a
E.L.

EL APORTE DE LA
INDUSTRIA PETROLERA
A LA
ECONOMIA COLOMBIANA



MIGUEL FADUL - ENRIQUE PEÑALOSA

INDICE

	<i>Pág.</i>
Capítulo I	Cómo y Dónde se Encuentra el Petróleo 7
Capítulo II	Aspectos Históricos del Petróleo en Colombia .. 13
Capítulo III	La Industria Petrolera y el Ingreso Nacional .. 23
Capítulo IV	El Ahorro y el Nivel de Vida 29
Capítulo V	El Empleo y la Industria del Petróleo 31
Capítulo VI	La Balanza de Pagos y la Industria Petrolera .. 39
Capítulo VII	El Estado y el Petróleo 47
Capítulo VIII	La Legislación Petrolera en el Mundo 55
Capítulo IX	La Industria Petrolera y su Posición Financiera 69
Capítulo X	Los Precios en la Industria del Petróleo. 75
Capítulo XI	El Mercado del Petróleo en Colombia 83

CAPITULO I

Cómo y Dónde se Encuentra el Petróleo

“La Geología divide las rocas en ígneas, sedimentarias y metamórficas. Las rocas ígneas son producidas por la solidificación de una roca en fusión. Las rocas sedimentarias proceden de los depósitos de sustancias químicas disueltas en las aguas o de la acumulación de fragmentos de rocas preexistentes que se han depositado, por medio de un agente meteorológico, en capas paralelas con el nombre de estratos. Las rocas metamórficas son el producto de las transformaciones experimentadas por las rocas ígneas y sedimentarias, debido a la acción del calor y de altas presiones.

El estudio de la historia Geológica de la tierra se basa en la investigación de los fósiles o restos de organismos vegetales y animales que poblaron el planeta en las varias épocas de su evolución y quedaron sepultadas dentro de las rocas originadas en esas mismas épocas. Estas investigaciones han permitido dividir los tiempos geológicos en las siguientes eras o edades: Arcaica o agnostozoica (de vida desconocida), primaria o paleozoica, secundaria o mesozoica, terciaria o cenozoica y cuaternaria o prehistórica.

Los estudios del geólogo norteamericano Joseph Barrell sobre la radioactividad de las rocas, fenómeno que constituye un índice para investigar la edad de las mismas, aparecidos en el Boletín del Servicio Geológico de los Estados Unidos, han permitido fijar los siguientes períodos para las áreas geológicas: la era cenozoica comprende los últimos 60 millones de años; la era mesozoica el período comprendido desde los últimos 60 hasta los 250 millones de años, y la era paleozoica desde los 215 hasta los 625 millones de años.

La presencia del petróleo en el interior del globo terrestre se debe, según las teorías de los científicos más distinguidos, a una descomposición de materias animales y vegetales realizada en su subsuelo, mediante la acción de bacterias y otros agentes. Los hidrocarburos naturales pueden encontrarse en todas las formaciones geológicas de origen sedimentario. Los yacimientos más importantes del mundo se han localizado en las for-

maciones que van del cretácico, período de la era mesozoica, hasta el pleistoceno, período de la era cenozoica.

Las cuatro condiciones técnicamente indispensables para hallar un depósito de petróleo o de gas natural, son:

1ª Una estructura (falla, anticlinal, domo o cúpula, almacenamiento estratigráfico, banco de coral, etc.)

2ª Una formación madre o generadora de petróleo.

3ª Una formación capaz de almacenar el petróleo en espacios porosos o grietas.

4ª Una formación impermeable para impedir el escape del petróleo y del gas.

Si falta una o más de estas cuatro condiciones, se presenta la imposibilidad de la existencia de petróleo o de gas natural. Por regla general, la única condición que puede conocerse mediante exploraciones geológicas y geofísicas (del suelo y del sub-suelo) es la existencia de una estructura favorable a la acumulación. Las demás condiciones se comprueban únicamente con la perforación de pozos exploratorios. Teniendo en cuenta todas estas circunstancias, no es sorprendente que la proporción de territorio comercialmente explotable en una región de posibilidades petrolíferas, sea solamente un porcentaje reducido. Según los conceptos del geólogo norteamericano Wallece E. Pratt en su libro "Oil in the Earth", no más del 2% de las extensiones sedimentarias del mundo, favorables a la acumulación del petróleo, llegará a ser comercialmente explotable.

Debe hacerse notar que los yacimientos más importantes del globo, en cuanto a su extensión y cantidad de petróleo explotable, se encuentran en los almacenamientos estratigráficos, como son, entre otros, los del Lago de Maracaibo (Bolívar Coastal Oilfields) y East Texas (Estados Unidos).

No obstante, los yacimientos más numerosos en las distintas partes de la tierra, son de estructura anticlinal.

En Colombia, se cree que la formación madre o generadora del petróleo fue depositada en el período cretácico (era mesozoica), hace unos 135 millones de años y pasó luego a la formación porosa de almacenamiento, durante la era cenozoica, de un transcurso de 114 millones de años (comprendido entre los 135 y los 21 millones de años).

En nuestro país existen grandes regiones sedimentarias dentro de las cuales pueden coincidir las cuatro condiciones indispensables para en-

contrar un depósito de petróleo. Hallar estas condiciones es la tarea del geólogo, del geofísico y del explorador con taladro.

Los trabajos de la exploración del petróleo

Los trabajos que deben efectuarse para llegar a localizar un yacimiento petrolífero y extraer luego el producto, son dispendiosos, de alto costo y requieren una dirección técnica, acertada. Estas actividades comprenden las siguientes etapas:

- 1ª Estudios geológicos.
- 2ª Estudios geofísicos.
- 3ª Perforación de pozos exploratorios.

Los estudios geológicos tienen por objeto localizar dentro de una región de posibilidades petrolíferas, las zonas de características más favorables para el almacenamiento del petróleo y se efectúan por observación de las rocas que afloran a la superficie de los terrenos y por medio de excavaciones de escasa profundidad lo cual permite apreciar la posición de los estratos, estudiar los fósiles a veces microscópicos que contienen y hacer una serie de observaciones que si no dan por resultado la localización de una estructura, permitan sacar conclusiones de considerable valor científico.

Los estudios geofísicos aplican a la investigación de yacimientos de petróleo los principios de la física. En la actualidad, además de las actividades geofísicas, se ha recurrido también a los estudios geoquímicos, que han venido a complementar la técnica usada en estas exploraciones.

En los estudios geofísicos se practican exploraciones superficiales y profundas para analizar las muestras de los materiales subterráneos y sus características, por medio de aparatos especiales. Como parte importante de estos trabajos, conviene destacar el perfilaje eléctrico de Schlumberger, método de uso general en las exploraciones del subsuelo, que permite conocer las características de las distintas capas subterráneas mediante las variaciones experimentadas por una corriente eléctrica que se hace pasar a través de esas capas y cuyas reacciones van quedando registradas en un gráfico.

La perforación de pozos exploratorios se lleva a cabo en busca de yacimientos. A medida que avanza la perforación, se van sacando muestras de las rocas que atraviesa el taladro para someterlas a un estudio detallado tanto geológico como petrográfico, se van efectuando las investigaciones geofísicas, tales como el perfilaje eléctrico y también los estudios

sobre la radioactividad de los estratos. Los trabajos de perforación se emprenden después de haber escogido científicamente el sitio apropiado. En algunas ocasiones no se logran las finalidades perseguidas; por esta razón estos pozos exploratorios se denominan en inglés "wildcats" o pozos de cateo. A través de la historia de la industria petrolera norteamericana, la estadística ha demostrado que sólo un sondeo de cada veinte llega a descubrir un yacimiento; esto corresponde a un éxito del 5%. No siempre se hace la perforación de un pozo con el fin de encontrar petróleo; cuando no se tiene la certeza de las condiciones de la estructura, se efectúan sondeos para investigar las características del subsuelo y determinar si son favorables o no, a los almacenamientos petrolíferos. En el curso de estos sondeos se practican las observaciones geológicas y geofísicas ya relatadas.

La extracción del petróleo.

El petróleo se encuentra asociado con gas y agua salada. Debido a las diferencias en densidad, el gas se encuentra en la capa superior del yacimiento, el petróleo en medio y el agua debajo. Cuando la perforación llega al yacimiento, los fluidos en él almacenados pueden salir a la superficie impulsados por una de las tres fuentes de energía que se enumeran a continuación, sin necesidad de emplear medios artificiales:

Impulsión por gas disuelto: Cuando la mayor parte del gas está en solución con el petróleo, existe energía suficiente para impulsarlo hasta la superficie, mediante un fenómeno análogo al que se presenta al destapar un recipiente que contiene un líquido asociado con gas: la presión de éste en el receptáculo tiene un gran poder expansivo.

Impulsión por gas libre: La capa de gas libre que está sobre el petróleo (cúpula gasífera), ejerce sobre éste una presión que lo hace subir hasta la superficie. Al abrir la válvula maestra de control, el petróleo fluye hacia los tanques de almacenamiento.

Impulsión por agua: En algunas estructuras petrolíferas, el depósito o acumulación de petróleo está flanqueado por otros pliegues en los cuales existe agua que se encuentra a mayor nivel; entonces la presión hidrostática de esa columna de agua se está ejerciendo contra el petróleo, el cual fluye por los pozos perforados.

De las tres clases de energía, la impulsión por el agua es la que permite extraer mayor cantidad de petróleo.

Las fuentes naturales de energía se debilitan con el transcurso del tiempo, perdiendo la fuerza necesaria para elevar el petróleo hasta la super-

ficie. En los yacimientos Infantas y La Cira ya se ha presentado este fenómeno. Por esto, es de gran trascendencia regular y controlar las fuerzas de impulsión naturales. Cuando éstas empiezan a agotarse, es preciso recurrir a sistemas de bombeo, de los cuales se usan dos clases: neumático y mecánico. En el bombeo neumático se introduce gas desde el exterior, a alta presión, por el espacio que hay entre el revestimiento y la tubería de salida del petróleo; el gas llega hasta el yacimiento, y al devolverse, lo arrastra hacia la superficie. En el bombeo mecánico, se extrae el petróleo por medio de bombas especiales accionadas por motores de combustión interna o eléctricos. Los primeros se usan en el yacimiento Casabe y los segundos en Infantas y La Cira.

La progresiva disminución de la energía del yacimiento se refleja en la producción de los pozos que también disminuye; se dice entonces que el campo declina. Por los medios hasta ahora conocidos no se puede recuperar más del 35% del petróleo almacenado en las arenas o formaciones porosas y entonces, para extraer el máximo posible, se trata de mantener la presión del yacimiento mediante la inyección de gas a gran presión, sistema que se conoce con el nombre de represión. En otros casos se inyecta agua por algunos pozos para que ésta impulse el remanente de petróleo hacia otros circunvecinos; este último es uno de los procesos llamados de "recuperación secundaria". La producción mediante el flujo natural de los pozos, o por los métodos neumáticos o mecánicos se llama "recuperación primaria".

(Tomado de *La Minería en Colombia*, por el Departamento de Investigaciones Económicas, Banco de la República).

CAPITULO II

Aspectos Históricos del Petróleo en Colombia

La bifurcación de la Cordillera de los Andes en varios ramales divide a Colombia en varias hoyas sedimentarias. La extensión de estas hoyas, con la excepción de la del Meta, se compara desfavorablemente con la de otras ricas regiones petrolíferas bien conocidas, tales como la de Maracaibo y la Hoya Oriental de Venezuela.

Estas hoyas son, en mayor o menor grado, geológicamente diferentes, lo cual implica que tengan distintas posibilidades petrolíferas y que la información geológica obtenida en una hoya no sea directamente aplicable en otra. Esto requiere mucho trabajo de exploración, cuya técnica debe ser diferente de un área a otra, de acuerdo con la geología, la topografía y la vegetación de cada una. Además, la accesibilidad en muchas áreas es difícil y estos factores tienden a prolongar la duración y elevar el costo de la exploración.

Los resultados de la exploración petrolífera en Colombia han retardado mucho las esperanzas de compañías que entraron al país creyendo hallar una "segunda Venezuela". Por otra parte, los obtenidos en Colombia son bastante mejores que en las vecinas repúblicas del Ecuador y el Perú.

El resultado de la exploración petrolífera puede expresarse por la proporción de éxito de los pozos perforados. (Véase Cuadro N^o 2).

Para el cálculo de la relación de éxitos, solamente deben tenerse en cuenta los campos petrolíferos completos, como por ejemplo, Velásquez - Palagua - Ermitaño. Aún más, algunos de los yacimientos que dan producción comercial, en el sólo sentido de que ésta puede venderse, no serán nunca lucrativos porque sus reservas son tan pequeñas que su producción total acumulada no será suficiente para reintegrar el capital invertido. Como promedio general, los campos de menos de un millón de barriles en regiones distintas de la Europa Occidental y los Estados Unidos, pueden considerarse como no lucrativos.

Con base en la producción acumulada y la capacidad productora actual, se estima que los siguientes campos colombianos tienen reserva explotable superior a un millón de barriles:

Cuadro N° 1

CAMPOS DE PETROLEO EN COLOMBIA

<i>De más de 100 Millones de barriles.</i>	<i>De 10 a 100 Millones de barriles</i>	<i>De 1 a 10 Millones de barriles</i>
1) Infantas	1) Petrólea	1) Sardinata
2) La Cira	2) Cantagallo-Yariguí	2) Difícil
3) Tibú	3) Cicuco (1)	3) Ortega
4) Casabe-Galán		4) Río de Oro
5) Velásquez-Palagua- Ermitaño.		5) Caipal (1)
		6) Colorado (1)
		7) Chucurí (1)
		8) Puerto Barco (1)

(1) Clasificación provisional, pendiente de ulterior desarrollo.

El anterior cuadro muestra 16 campos lucrativos como resultado de 373 pozos exploratorios, lo que significa una relación de éxito de 1 a 23, de los cuales uno en 41 pozos descubrió un campo de más de 10 millones de barriles y uno de 75 descubrió un campo de más de 100 millones de barriles. El promedio de relación de éxito de uno en 23 se compara desfavorablemente con el promedio general que es de uno en 12 en todo el mundo excluyendo a los Estados Unidos.

Las diferencias de posibilidades petrolíferas y, en grado menor, de accesibilidad y condiciones de trabajo, hacen más atractivas unas hoyas que otras para la exploración petrolífera.

Las perspectivas y métodos de exploración en las áreas más prometedoras pueden brevemente analizarse así:

1) *Valle Medio del Magdalena*

La mayor parte del petróleo descubierto en Colombia ha sido hallada en el Valle Medio del Magdalena.

Los primeros campos descubiertos (Infantas, Las Monas, San Luis y Mugrosa) fueron localizados en estructuras de superficie. Los descubrimientos subsiguientes se hicieron mediante perforaciones basadas en resultados sísmicos.

Parece posible que puedan hacerse nuevos descubrimientos en el Valle Medio. Sin embargo, el descubrimiento de más petróleo se hará a un costo creciente mientras habrá que perforar a una más baja tasa de perspectivas favorables, verbigracia, en estructuras de cierre dudoso y trampas estratigráficas difíciles de localizar.

Los prospectos restantes en el Valle Medio del Magdalena tienen que definirse mediante trabajos sismográficos y estudios estratigráficos. Allí no se obtienen fácilmente resultados sismográficos satisfactorios y su interpretación es difícil, lo mismo que la determinación de trampas estratigráficas que requieren mucha exploración con taladro.

2) *Hoya del Meta.*

El factor más favorable para esta hoyo es su extensión. Los factores desfavorables son su lejanía, las dificultades de acceso y el hecho de que los prospectos en los Llanos tienen que definirse por métodos sismográficos debido a la ausencia de afloramientos. Esto implica altos costos de exploración y en caso de hallar producción, altos costos de explotación y de transporte. Por consiguiente, para que las acumulaciones de petróleo en los Llanos paguen los costos tienen que ser grandes. Pueden esperarse importantes acumulaciones en los Llanos y en las estribaciones de la Cordillera Oriental. Su descubrimiento puede tomar muchos años de intenso trabajo exploratorio antes que las posibilidades sean probadas, es decir, antes de que se justifique su explotación comercial o su abandono. Hasta el presente se han perforado 15 pozos en la Hoya del Meta, pero no se ha encontrado petróleo en cantidades comerciales.

3) *Area de Cúcuta*

Entre los sectores petrolíferos de Colombia, el área de Cúcuta es la segunda en importancia, siguiendo al Valle Medio del Magdalena. Un largo y difícil período de exploración precedió al momento en que el aceite comenzó a fluír regularmente desde el Catatumbo por el oleoducto de 421 kms. de longitud hasta el mar, cruzando la formidable Cordillera Oriental. El área petrolífera es ondulada y cubierta por densa selva tropical. El trabajo de exploración con taladro en la zona de Cúcuta se ha guiado principalmente por geología de campo y, en parte, también por trabajos sismográficos. Los prospectos restantes tendrán que definirse por trabajos sismográficos y pozos exploratorios para localizar trampas estratigráficas.

4) *Hoya de Plato*

La Hoya de Plato fue por mucho tiempo el sitio de concentración de exploraciones extremadamente desafortunadas; hasta 1957 se habían perforado más de 100 pozos exploratorios y sólo se había encontrado el pequeño campo de El Difícil como único descubrimiento digno de mencionarse. Las esperanzas se han revivido un tanto con el reciente descubrimiento de Cicuco. La naturaleza cenagosa de parte del Valle Inferior del Magdalena es un obstáculo para la exploración, lo mismo que las grandes presiones de gas encontradas en algunos de los pozos exploratorios. La geología de campo es de aplicación restringida en el Valle Inferior y la búsqueda de prospectos depende principalmente de trabajos sismográficos.

5) *Hoya del Sinú*

Los rezumaderos de petróleo y espectaculares volcanes de barro del área del Sinú han atraído desde hace mucho tiempo la atención, pero en parte por la inaccesibilidad del área, la exploración permaneció restringida a algunos trabajos de geología de campo y a la perforación de algunos pozos poco profundos. Recientemente, sin embargo, la actividad de exploración ha aumentado considerablemente, con grupos geológicos en toda el área, la terminación de dos pozos profundos (secos y abandonados) y se está preparando la perforación de un tercer pozo. La intensa deformación del Terciario en el área disminuye la posibilidad de que ésta llegue a ser una importante zona petrolífera.

6) *Hoya de San Jorge*

La Hoya de San Jorge consiste principalmente de terrenos pantanosos y ligeramente montañosos, la mayor parte de los cuales se halla todavía cubierta por selva. El área no ha sido todavía intensivamente explorada. Desde el punto de vista de la estructura y de las rocas de las cuales puede generarse petróleo, la Hoya de San Jorge no ofrece perspectivas muy favorables.

7) *Valle Superior del Magdalena*

A pesar del mucho trabajo de geología de superficie, estudios sismográficos, perforaciones estratigráficas y pozos exploratorios, solamente se han descubierto hasta el presente dos campos pequeños, Tetuán y Ortega, en el Valle Superior del Magdalena. Un reciente nuevo descubrimiento es Gualanday, pero es dudoso que éste pueda desarrollarse hasta ser un campo comercial.

Este resultado desalentador se atribuye a la complicada tectónica que generalmente sólo produce pequeñas trampas que puedan contener acumulaciones y que son difíciles de localizar. La geología del área es además complicada por la presencia de rápidos cambios de "facies" en sentido lateral.

Las áreas restantes se clasifican como menos atractivas por las razones que se reseñan a continuación:

Hoya del Putumayo: Resultados pobres en el área ecuatoriana vecina de la misma Hoya y de muy difícil acceso.

Península Guajira: Intensas perturbaciones tectónicas en el Norte y resultados desfavorables de las perforaciones en la parte Sur.

Valle del César: Estructuras desfavorables.

Costa del Pacífico: Desarrollo desfavorable de "facies" tanto del Terciario como del Cretáceo y de difícil acceso.

Valle del Cauca: Desarrollo de "facies" todavía peor que a lo largo de la Costa del Pacífico.

Todas las áreas antes mencionadas han sido cuidadosamente estudiadas por comisiones geológicas, y equipos sismográficos han explorado no solamente todas las zonas con buenas perspectivas petrolíferas sino también muchas de las menos atractivas.

A principios del año de 1959 había numerosas comisiones geológicas y once comisiones sismográficas trabajando en distintas regiones del país. También once taladros estaban dedicados a la perforación de pozos exploratorios.

El promedio del costo de un equipo sismográfico al Oeste de la Cordillera Oriental es alrededor de US \$ 80.000 por mes y de US \$ 100.000 en la región de los Llanos.

Además de los estudios geológicos y sismográficos, las compañías han cubierto numerosas áreas con aerofotografías cuyos resultados han producido valiosa información topográfica y geológica en beneficio no solamente de la industria sino también del Instituto Geográfico de Colombia y del Servicio Geológico del Ministerio de Minas y Petróleos.

EXPLORACION

Aspectos Generales

Adelantada hasta su culminación la etapa de la exploración petrolífera y encontrado un yacimiento, sigue el período de explotación, cuyo régimen legal se regula en el Código de Petróleos.

La actividad de la empresa que ha encontrado un campo se concentra no sólo en la extracción del petróleo mediante la perforación de pozos, sino también en la conservación técnica del yacimiento para adelantar la explotación en las mejores condiciones de eficacia.

En esta etapa es necesario instalar sistemas de recolección y de bombeo de los pozos, plantas de deshidratación, hacer drenajes y desagües, montar plantas eléctricas y de purificación de aguas, construir carreteras, en general instalar servicios que no sólo tienen relación directa con la industria sino que son necesarios para la vida en campos alejados de centros poblados.

Así mismo, se hace necesario buscar mercados para ese petróleo y, además, construir el oleoducto que lo transportará, bien a empalmar con un oleoducto de uso público si éste tiene capacidad suficiente, o bien construir otro para llevarlo a las refinerías o a un puerto de embarque para ser exportado.

Durante los primeros cinco meses de 1959 la producción promedio de las empresas explotadoras en Colombia, en barriles diarios fue así: (1)

Texas	40.734
Shell	37.051
Colombian	37.037
Ecopetrol	26.830
Intercol	221

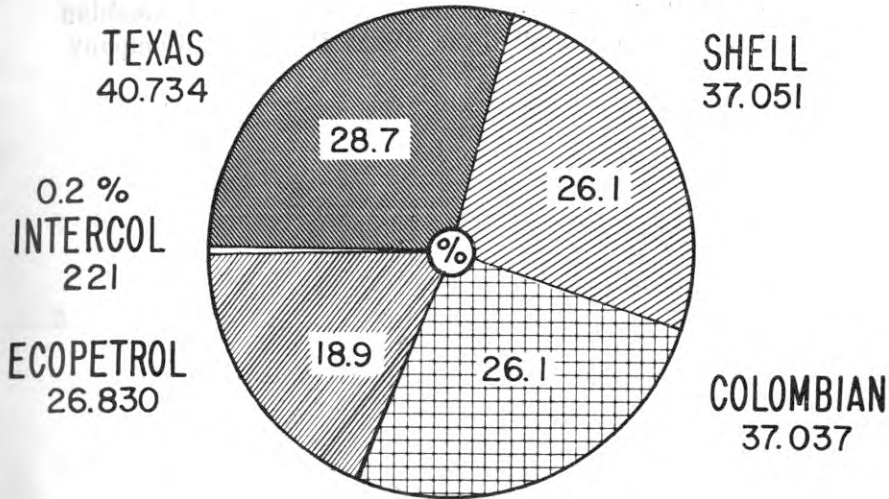
Del total de 141.876 barriles diarios, aproximadamente 67.030 fueron entregados a las refinerías de Barrancabermeja, La Dorada, Cartagena, Tibú y Guamo para la elaboración de productos derivados del petróleo, siendo de anotar que las refinerías locales actualmente abastecen la totalidad de los requerimientos de combustibles petrolíferos del país —con excepción de una pequeña parte de gasolina de aviación—, y sobrando para exportación, principalmente fuel oil. El saldo, o sea 74.846 barriles diarios de crudo, fue destinado a la exportación.

La primera compañía que obtuvo en Colombia una producción comercial fue la Tropical Oil Company en la Concesión De Mares. La producción comercial empezó en el año de 1921.

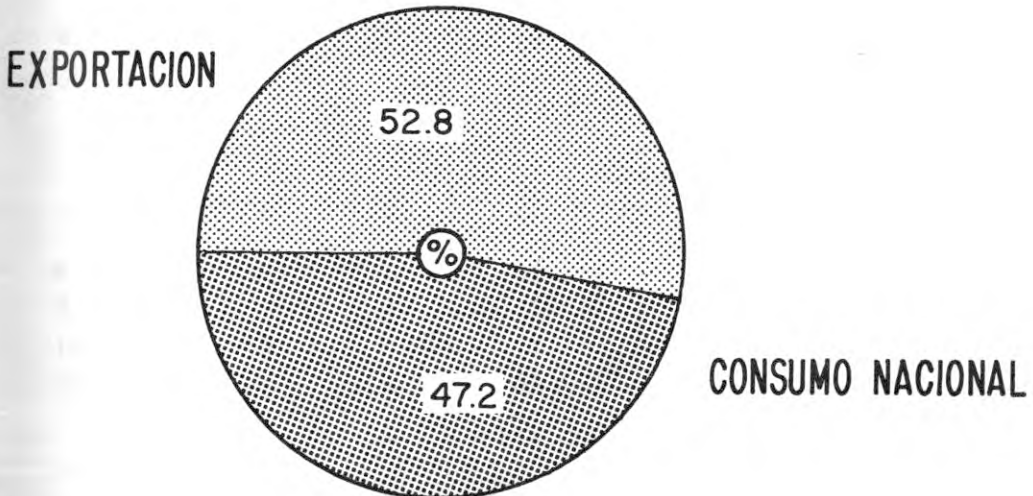
Posteriormente, la Colombian Petroleum Company descubrió en la Concesión Barco nuevos yacimientos y al terminar la construcción del oleoducto que va del Cataumbo al puerto de Coveñas fueron puestos en explotación comercial los yacimientos de Catatumbo en el año de 1939.

(1) Datos del Departamento Nacional de Estadística.

Producción Promedio Diaria de Petróleo - Barriles Enero a Mayo de 1959



TOTAL = 141.876 = 100.0 %



TOTAL : 141.876 = 100.0 %

Posteriormente, en orden cronológico, han entrado en explotación los yacimientos de Casabe y El Difícil de Shell, Velásquez de la Texas Petroleum Company, Cantagallo, San Pablo de Shell, Totumal y Buturama de Intercol, Palagua y Ermitaño de Texas Petroleum Company y recientemente, en el año de 1958, los campos de "Cicuco" de la Colombian Petroleum Company, y "Sogamoso" de la Texas Petroleum Company.

EXPLORACION CON TALADRO EN COLOMBIA — AÑOS 1907-1957

Empresa	Total Pozos Terminados	Resultados			N° de Yacimientos descubiertos	
		Petr.	Gas	Secos	Comerciales	No comerciales
1. Tropical 1916-1951	40	8	0	32	1. Infantas 2. La Cira 3. Colorado 4. Galán	1. San Luis 2. Mugrosa 3. Lisama
2. Shell	62	6	0	56	1. Casabe 2. Difícil 3. Yariguí	1. Las Garzas 2. Casabe Pozo N° 199
3. Intercol	42	6	1	35	1. Buturama (1) 2. Totumal (1)	1. Caimán 2. Gualanday 3. Lebrija 4. Trigos 5. Crisol
4. Ecopetrol	6	3	0	3		1. Llanito 2. Quebrada Roja
5. Texas	47	10	1	36	1. Velásquez 2. Palagua 3. Ortega 4. Tetuán 5. Caipal 6. Ermitaño 7. Sogamoso	1. Boyacá
6. Colpet	28	15	0	13	1. Tibú 2. Río de Oro 3. Sardinata 4. Petrólea 5. Carbonera 6. Cicuco	1. Tres Bocas 2. Sardinata S. I.
7. Mobil	30	6	1	23	1. Cantagallo	1. Floresanto 2. La Salina
8. Richmond	43	0	1	42	0	0
9. Gulf	5	0	0	5	0	0
10. Sinclair	2	0	0	2	0	0
11. Otros	68	1	0	67	0	1. Las Monas
Totales	373	55	4	314	23	18

(1) Comercial solamente desde un punto de vista legal.

CAPITULO III

La Industria Petrolera y el Ingreso Nacional

El ingreso nacional no es sino la suma de los ingresos individuales de todos los colombianos. Dichos ingresos están constituídos por salarios u otras remuneraciones al trabajo, utilidades, arriendos e intereses. Para medir la contribución de un determinado sector económico al ingreso nacional debe registrarse su contribución a los ingresos de los factores del capital y del trabajo ya mencionados, incluyendo el pago de impuestos que también indirectamente se convierten en ingresos. Así, por ejemplo, para medir la contribución de la industria textil al ingreso nacional no se puede contabilizar sólo parte del valor bruto de su producción, sino que hay que incluir todo lo que la industria textil pagó a los colombianos por sueldos, jornales, utilidades, impuestos, arriendos, intereses y transferencias.

Cuando se habla de nivel de vida se está haciendo relación a la cantidad de bienes y servicios que tienen a su disposición los habitantes de un lugar o región durante un determinado lapso de tiempo. Un nivel de vida alto en una región con relación a otra, quiere decir que se consumen por habitante más bienes y servicios en donde existe mejor nivel de vida. Si una determinada actividad contribuye con más salarios, utilidades, impuestos, etc., quiere decir que su producción es mayor y que, por lo tanto, ayuda más a elevar el standard de vida que cualquier otra. Cuando se habla de la explotación del petróleo y su contribución a la economía nacional, en lo único que se piensa es en el monto que recibe el Estado por concepto de regalías, pero maliciosamente se ignora o se pretende ignorar que una alta proporción del costo de la explotación del petróleo queda en el país en forma de impuestos, salarios, arrendamientos, prestaciones sociales, regalías pagadas al gobierno y a particulares, compras de artículos y servicios nacionales y otros. El Estado, dueño de los yacimientos, recibe una participación del producido bruto, por concepto de regalías, y de impuesto de producción en las propiedades privadas, y otros como cánones superficiarios, sobre la renta, aduanas, etc., pero además, la economía se beneficia, por otros ingresos, en 8 o 10 ve-

ces más que el valor que obtiene el Estado. Aún más, en el caso del petróleo, como se trata de un capital importado no se están distrayendo recursos nacionales para su explotación sino que se están empleando recursos importados ya directamente en forma de maquinaria, u otros bienes, o en divisas que se venden al Banco de la República para poder comprar los bienes y servicios nacionales, que a su turno el país los emplea para adquirir bienes y servicios en el extranjero, o sea, que en el fondo resulta lo mismo que si las empresas hubieran traído esos bienes y servicios. En otras palabras, se aumenta la disponibilidad de bienes y servicios del país en una cantidad determinada y se crea una demanda igual por bienes y servicios nacionales, o sea que se eleva el nivel de vida.

Si se toma el año de 1958 como ejemplo, se tiene que la industria petrolera privada (1), sin incluir a Ecopetrol, efectuó pagos por los siguientes conceptos:

Cuadro Nº 3

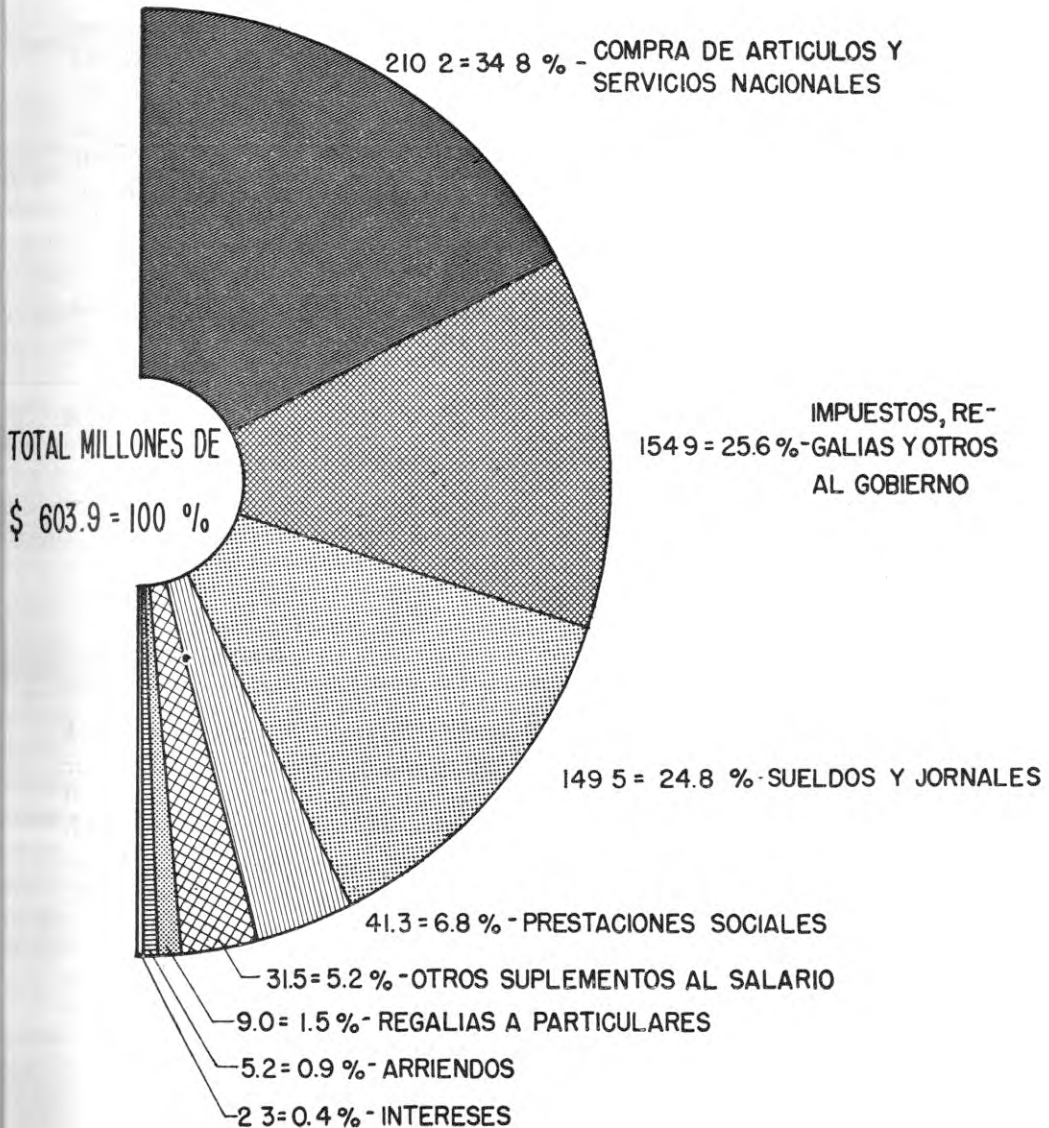
CONTRIBUCION DE LA INDUSTRIA PETROLERA PRIVADA
AL INGRESO NACIONAL EN 1958

	(millones de pesos)
Impuestos, regalías y otros pagos al gobierno	154.9
Sueldos y jornales	149.5
Intereses	2.3
Arriendos y regalías a particulares	14.2
Compra de artículos y servicios nacionales	210.2
Prestaciones sociales	41.3
Otros suplementos al salario	31.5
TOTAL DE PAGOS	603.9

Así tenemos que por la producción de petróleo, sin contar a Ecopetrol, en dicho año la economía nacional recibió la suma de \$ 603.9 millones. Esta cifra se puede comparar favorablemente con el valor de la producción de petróleo en dicho año que fue así: exportado US \$ 76.189.000 y refinado en el país US \$ 51.553.000, dando un total de US \$ 127.742.000 que si se convierte a pesos, al tipo de cambio de 6.10 por dólar, da un total de \$ 779.226.200. Es necesario observar que en esta última cifra

(1) De ahora en adelante, para efectos de este estudio, cuando se mencione la industria petrolera privada ella comprende las siguientes compañías: Texas, Colpet, Sagoc, Mobiloil, Richmond, Cities Service, Grupo Shell (Shell Cóndor y Shell Colombia) y Grupo Intercol (Intercol, Inpetco, Andian, Esso, Oleoducto del Pacífico).

Contribución de la Industria Petrolera Privada al Ingreso Nacional - 1958



se incluye el valor de la producción de Ecopetrol que representa aproximadamente 20% del total consumido y exportado.

Suponiendo que la compra de artículos y servicios nacionales se convierte a su vez en salarios, intereses, arriendos, impuestos y otros que forman el ingreso de los residentes colombianos, los \$ 603.9 millones representan el 4.3% del ingreso nacional. O sea que la producción del petróleo en Colombia por compañías privadas, generó directamente un 4.3% del bienestar de los colombianos, o sea dos veces más que todas las actividades de construcción del país.

Es preciso insistir que las compañías explotadoras de petróleo, exceptuando Ecopetrol, están comprando anualmente a un ritmo de \$ 210.2 millones, artículos y servicios nacionales que a su vez generan, a no dudarlo, un incremento en la producción nacional, ya que esto representa otro tanto en sueldos, salarios, utilidades y similares, que no se obtendrían si no hubiera esa producción petrolera, explotación que no distrae recursos de otras actividades económicas colombianas pues son pagadas con capital importado.

Además de los sueldos y salarios pagados, directamente, la industria petrolera privada efectuó en 1958 los siguientes desembolsos para la compra de bienes y servicios nacionales:

Cuadro N° 4

COMPRA DE BIENES Y SERVICIOS NACIONALES - 1958

(en millones de pesos)	
Arriendos y regalías a particulares	14.2
Compra de bienes y servicios	210.2
	224.4

Cada año, la industria crea una demanda directa por más de \$ 224.4 millones, que equivale a determinar producción de bienes y servicios por igual valor. En promedio se puede asegurar que por lo menos \$ 110.0 millones de ese total fueron pagos en sueldos y jornales que terceros hicieron. Para dar una idea del volumen de compras efectuadas por la industria petrolera, baste citar que sólo Ecopetrol compra víveres mensualmente por sumas superiores a 400 mil pesos.

Sin lugar a dudas las compras directas de consumo de las empresas petroleras son las de mayor volumen de industria cualquiera del país y prácticamente llegan al 2% de la producción nacional.

El beneficio indirecto que la industria petrolera le asegura al país no se limita al consumo de bienes de otras actividades económicas. Puede observarse que casi todos los campos de petróleo en Colombia están situados en regiones selváticas. Particularmente en el Valle del Río Magdalena. Son muchos los centenares de kilómetros cuadrados de selva impenetrable que han sido cultivados, saneados y comunicados con los centros urbanos del país gracias a las enormes inversiones de las empresas petroleras. Un alto porcentaje del apreciable desarrollo que comienza a tener el valle medio del Río Magdalena se debe a las inversiones en vías de comunicaciones, aeropuertos, viviendas y saneamiento que han efectuado las empresas petroleras. La colonización de dicha región se ha facilitado y se continuará facilitando gracias al esfuerzo de dichas empresas.

Inversiones adicionales a la explotación del Petróleo

Aunque las inversiones que hay que hacer para obtener petróleo son muy grandes, no es suficiente encontrarlo para utilizarlo. Esa no es sino la primera fase. De allí hay que conducirlo a las baterías para limpiarlo y luego convertirlo en los diferentes productos que se consumen en el mundo devorador del petróleo. En promedio se puede estimar que en Colombia hay que hacer una inversión de US \$ 1.000.00 por barril diario de capacidad de refinación. La Cepal ha estimado que de aquí a 1965 el país tendrá que invertir una suma aproximada de US \$ 70.0 millones en instalaciones para refinar petróleo con el fin de obtener los refinados que necesitamos. Es decir, que sólo en refinerías, se requiere una inversión de US \$ 10.0 millones por año aproximadamente, que si no lo aportan las empresas extranjeras lo deberá hacer el país con las entradas de dólares de la exportación de café. La instalación de la refinería de Cartagena le economizó al país ahorros e inversiones por US \$ 30.0 millones que fue su costo.

Además de las refinerías es indispensable contar con un buen sistema de transporte para la movilización de los crudos y de los refinados. Hasta el momento las empresas extranjeras han invertido en oleoductos la suma de US \$ 275.5 millones. Si la producción de la zona del Valle del Magdalena continúa aumentando como todo lo hace indicar, se hará indispensable construir un nuevo oleoducto hasta la Costa Atlántica. Su costo se estima en más de US \$ 60.0 millones para una capacidad de 90.000 barriles diarios. Como dato ilustrativo conviene señalar que el 50% del volumen de la carga que se mueve en el país, se hace por oleoductos.

A medida que el país se desarrolla y los consumos aumenten, la necesidad de construir oleoductos aumentará, ya sea para el transporte de

crudos o de refinados, desde gasolina hasta gas. Así mismo todas las facilidades para la distribución de los derivados del petróleo en el país habrá que ampliarlas y mejorarlas. La Cepal estima que de ahora a 1965 será necesario invertir US \$ 30.0 millones en facilidades para la comercialización de los combustibles derivados del petróleo.

CAPITULO IV

El Ahorro y el Nivel de Vida

No hace mucho se aceptaba que la prosperidad de los pueblos radicaba en el número de sus habitantes, y cuanto mayor el número o más poblado el país más fuerte y próspero se le consideraba. Hoy se acepta que la densidad de la población es importante, pero no lo único. En primer término hay que considerar la calidad de los habitantes, que depende fundamentalmente de su educación y de su salud, que a su vez no es otra cosa que el capital que se ha invertido en ese elemento humano para valorizarlo y hacerlo más productivo. Pero aunque tenga salud y educación, el factor humano, sin capital físico es muy poco o nada lo que puede hacer. Necesita el hombre de maquinaria, de vías de comunicación, de puertos, y de miles de otros bienes de capital para poder producir. Hoy el bienestar y la fortaleza de un pueblo se mide por el capital que tenga vinculado para producir de sus recursos naturales aplicándole trabajo.

El capital es tan importante porque de él depende la capacidad de producción y, por lo tanto, el nivel de vida de los pueblos. Un país sin capital humano y físico muy poco es lo que puede hacer. Es la situación de los pueblos aborígenes. En cambio esa misma población con educación, salud y capital físico puede usufructuar del nivel de vida de los pueblos más ricos.

Si toda la producción de un país se reduce a bienes de consumo exclusivamente, como alimentos, vestuario y otros, su pueblo no podrá aumentar su nivel de vida, porque no aumenta su capital. Pero si en cambio no toda la producción se reduce a bienes de consumo sino que parte se dedica a bienes de capital, es lógico que de esa manera aumente su acervo productivo y por lo tanto su capacidad de producción. Así mismo si parte de la producción se dedica a bienes de capital es el resultado de que los habitantes no consumen todos sus ingresos, sino que capitalizan parte de esos ingresos en forma de bienes productivos. Por lo tanto, si un pueblo anhela mejorar su nivel de vida debe hacer sacrificios en sus consumos para aumentar la capitalización y, de hecho, la producción.

En la práctica hay muchas fuentes de ahorro. Entre las más importantes se encuentran las utilidades no distribuidas de las sociedades anónimas. Si una sociedad obtiene una determinada utilidad, y sólo reparte dividendos por la mitad, es lógico que está obligando a sus accionistas a capitalizar la otra mitad.

También de los ingresos personales una parte la dedican los individuos al consumo y la otra la ahorran en forma de aportes a sociedades, en mejoras de propiedades agrícolas, en construcción de viviendas, y otros. Las personas naturales y las sociedades ahorran con el fin de aumentar sus ingresos futuros. Especialmente los individuos están dispuestos a sacrificar parte de sus consumos presentes bajo la suposición que de esa manera en el futuro su ingresos aumentarán. De lo contrario no habría interés alguno en ahorrar.

Cuando recibimos capitales del extranjero nos estamos beneficiando de los ahorros y sacrificios que han hecho otros pueblos. Ese capital aumenta la capacidad de producción del país, y de esa manera también se evita que los colombianos tengan que sacrificar más consumos para hacer las inversiones necesarias, o están liberando recursos nacionales que se pueden dedicar a otros sectores económicos hasta donde no llega el capital extranjero.

En el mundo existe una gran competencia para atraer el capital extranjero ya que los pueblos sub-desarrollados conocen que la obtención de ese capital es la única forma de acelerar considerablemente su desarrollo hacia el bienestar del pueblo. Este es el fenómeno común en los países capitalistas, y los socialistas, porque la necesidad de capitalizar es la misma en cualquier parte.

Como el uso del capital se paga en cualquier parte del mundo en forma de interés y de dividendos, si un país no está dispuesto a competir internacionalmente, ofreciendo por lo menos el mismo rendimiento al capital que pagan otros países, le resulta imposible atraer capital extranjero.

CAPITULO V

El Empleo y la Industria del Petróleo

Para medir la importancia dentro de la economía de cualquiera de sus sectores, uno de los factores que se deben tomar en cuenta es el volumen de empleos y su remuneración.

En la actualidad la industria del petróleo es la que más altas remuneraciones paga dentro de los diferentes sectores económicos del país, según cifras del Departamento Administrativo Nacional de Estadística para el año de 1957; a la industria petrolera le siguió en orden de importancia la industria de productos de caucho. Así mismo el salario-hora promedio de los obreros de la industria petrolera fue el más alto con \$ 1.84, siguiéndole en orden de importancia el de la industria de bebidas con \$ 1.30. (Véase cuadro N° 5).

El número total de empleados y obreros en las fases de explotación y exploración, refinación, distribución y oleoductos ⁽¹⁾ en 1958 llegaba a 10.277 con una remuneración total de \$ 149.5 millones al año, sin incluir \$ 41.3 millones en prestaciones y \$ 31.5 millones en otros suplementos al salario, lo que da un gran total de \$ 222.3, cifra esta que se puede comparar favorablemente con \$ 101.8 millones pagados en 1954 a un número similar de trabajadores. (Véase cuadros Nos. 6 y 7).

Además de los salarios, la industria petrolera efectúa inversiones muy apreciables para beneficio exclusivo de sus trabajadores. En los últimos 5 años ha gastado \$ 5.3 millones en escuelas, en becas y en entrenamiento. En hospitales y pagos de clínicas \$ 33.3 millones, en vivienda y casinos \$ 62.0 millones, lo que da un gran total de \$ 102.5 millones en 5 años o sea a razón de \$ 20.5 millones por año. (Véase cuadro N° 8).

Con frecuencia se oyen críticas por el empleo de personal extranjero en la industria petrolera. Es obvio que a la industria le conviene emplear personal nacional antes que extranjero, pues al nacional debe pagarle de acuerdo con el nivel de salarios en Colombia y al extranjero con el nivel de salario imperante en el exterior.

(1) Industria petrolera privada véase definición Capítulo III.

También se critica alguna diferencia que puede existir entre los salarios de los nacionales y de los extranjeros. Esa diferencia se explica por el hecho de que el técnico extranjero no viene a radicarse en el país, sino por un período limitado para luego regresar a su patria. Es obvio que si él no tiene el aliciente de un nivel de vida similar al que mantiene en su país, y sobre todo la posibilidad de que los ahorros que haga tengan una capacidad de compra en el extranjero, no tendrá ningún aliciente para viajar. Con frecuencia el extranjero debe cancelar deudas en su país, pagar primas de seguros de vida o de vejez, o atender a gastos familiares, y para todo ello necesita operar en términos de la moneda de su país de origen y poco o nada le interesa su equivalente en el extranjero, por grande que éste sea. No obstante todo lo anterior, después de una cuidadosa investigación se ha podido determinar que los técnicos extranjeros de la industria petrolera gastan por lo menos el 60% de sus salarios en el país para su subsistencia. (Cuadro N° 9). En el caso de que la mayoría del tiempo lo pase en campamentos, este porcentaje se reduce, ya que sus necesidades son menores que las de su colega que vive en la ciudad.

Para fines de 1958 del total de 10.277 trabajadores 9.735 eran colombianos. Los extranjeros recibían un total aproximado de 46.5 millones en sueldos y salarios.

Se puede afirmar que no menos de 50.000 personas viven directamente de los ingresos originados en la industria del petróleo en Colombia y que su nivel de vida es el más alto del país. Si supusiéramos ingresos similares para el resto de la población colombiana se necesitarían algo más de 40.000 millones de pesos por remuneración al trabajo comparado con 7.000 millones de pesos que es en la actualidad. O sea que la remuneración al trabajo en la industria petrolera es casi 6 veces superior al promedio de la remuneración en Colombia.

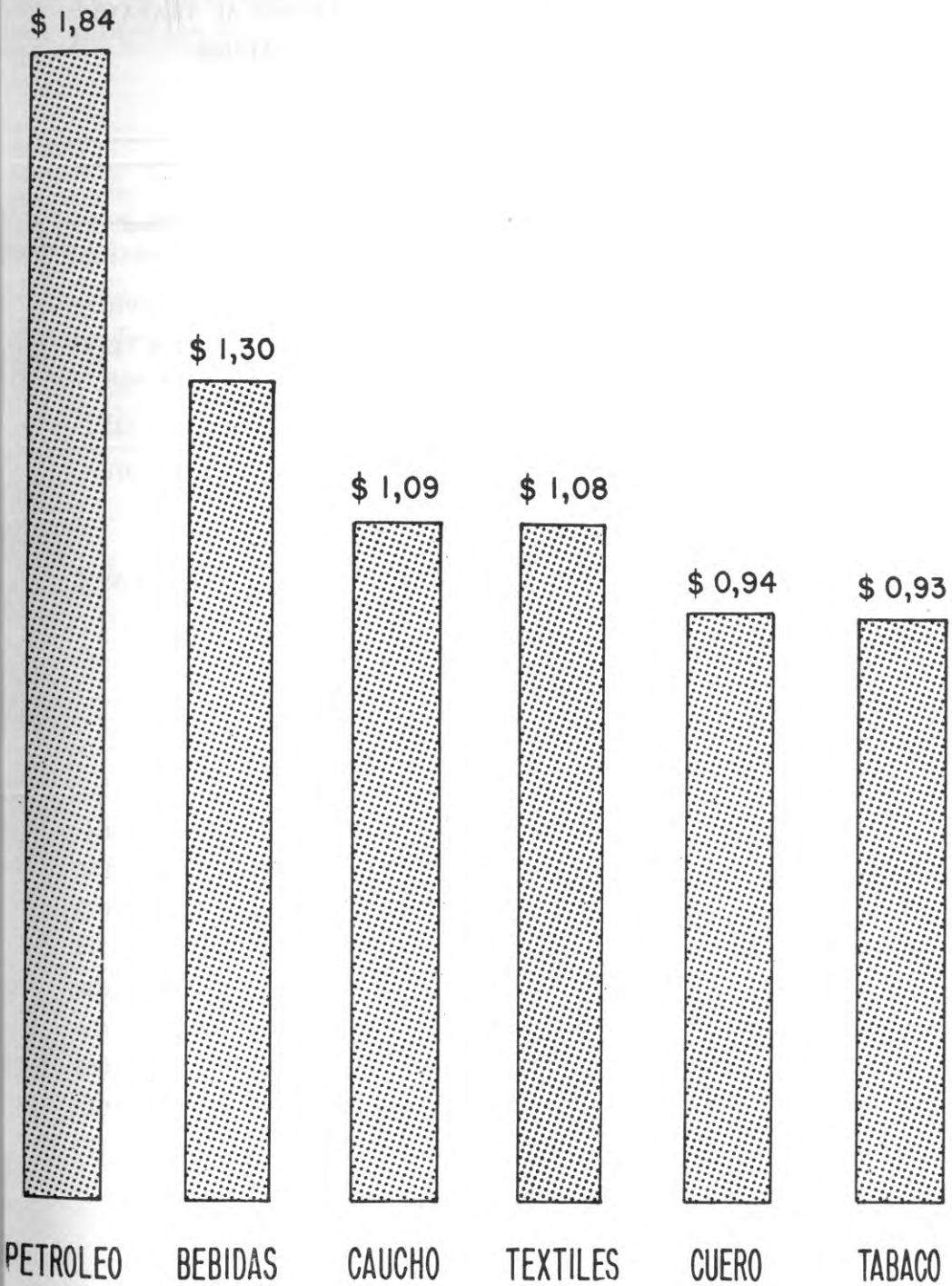
Cuadro N° 5

SALARIOS EN EL SECTOR INDUSTRIAL - 1957

<i>Industria</i>	<i>Salario hora de Obreros</i>
Petroleros	\$ 1.84
Bebidas	1.30
Productos de Caucho	1.09
Textiles	1.08
Cuero	0.94
Tabaco	0.93

Fuente: Departamento Nacional de Estadística.

Salarios en el Sector Industrial - 1957, Salario - Hora



SUELDOS, PRESTACIONES Y DEMAS REMUNERACIONES AL TRABAJO
EN LA INDUSTRIA PETROLERA PRIVADA - 1954-1958

(en miles de pesos)

	<i>Salarios</i>	<i>Prestaciones</i>	<i>Otras remun- eraciones al trabajo</i>	<i>Total</i>
1954	72.802	14.556	14.560	101.918
1955	82.274	16.774	15.694	114.742
1956	88.997	18.784	17.802	125.583
1957	116.056	24.678	22.810	163.544
1958	149.510	41.321	31.479	222.310

VALOR DE LAS PRESTACIONES SOCIALES PAGADAS EN LOS
ULTIMOS CINCO AÑOS

(en miles de pesos)

	1954	1955	1956	1957	1958	<i>Total</i>
Cesantías pagadas	4.775	5.537	6.549	6.968	10.021	33.850
Vacaciones	1.865	2.197	2.255	3.055	9.703	19.075
Prima de Servicio	5.687	6.301	6.926	9.015	11.785	39.714
Indemnizaciones	859	1.063	734	904	1.478	5.038
Pensiones Pagadas	1.209	1.509	2.022	3.023	1.693	9.456
Contribución ICSS y ahorros .	161	167	298	616	823	2.065
4% Subsidio Familiar	—	—	—	1.097	5.818	6.915
Total	14.556	16.774	18.784	24.678	41.321	116.113

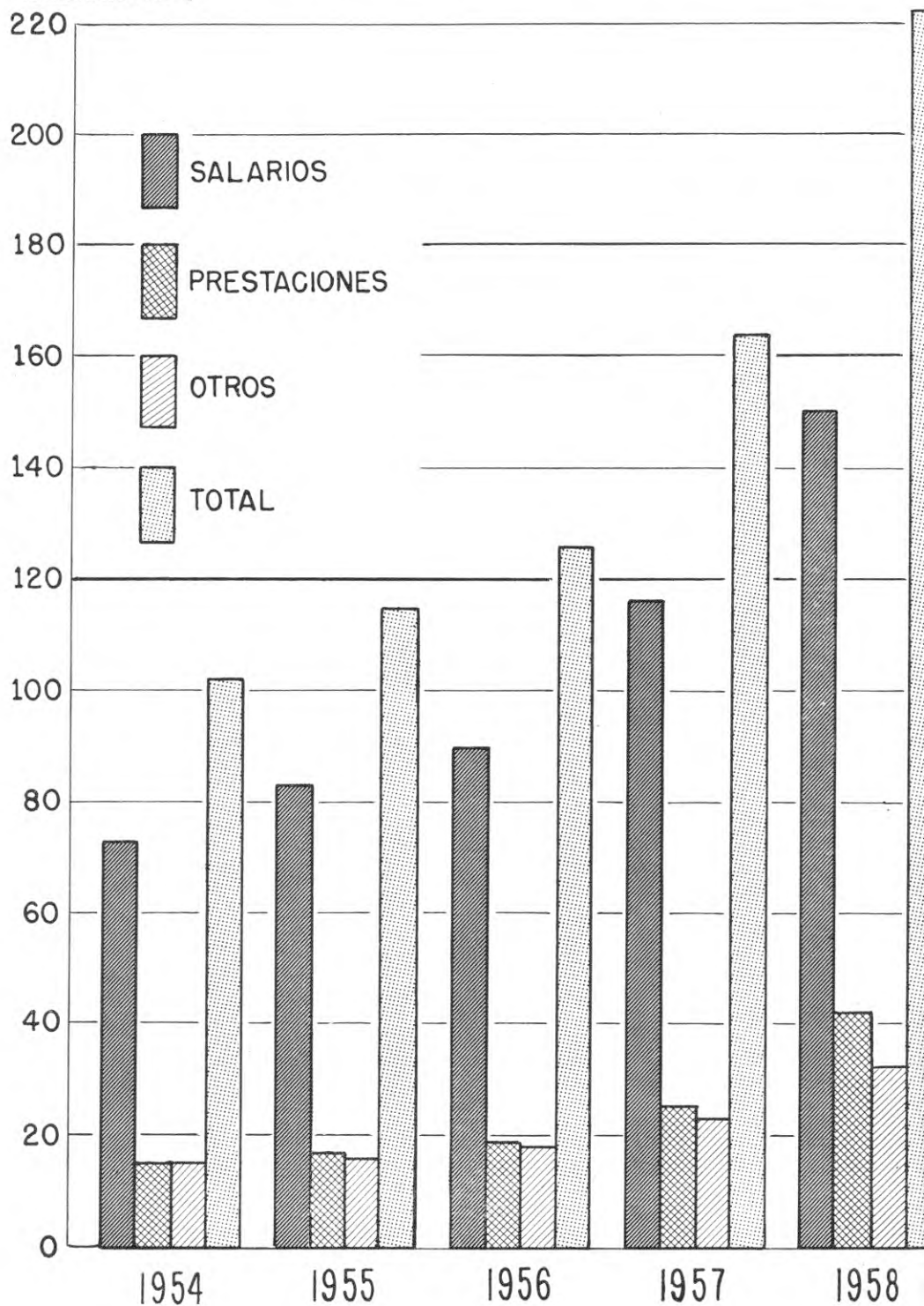
VALOR DE OTROS SUPLEMENTOS AL SALARIO PAGADOS POR LAS
INDUSTRIA PETROLERA PRIVADA EN LOS ULTIMOS CINCO AÑOS

(en miles de pesos)

	1954	1955	1956	1957	1958	Total
Escuelas, becas y gastos de entrenamiento	643	671	766	1.155	2.085	5.320
Hospitales y pagos a clínicas..	4.926	5.040	6.168	7.344	9.882	33.360
Viviendas y casinos	8.991	9.983	10.868	14.016	18.059	61.917
1% Sena (Serv. Aprendizaje)	—	—	—	295	1.453	1.748
Total:	14.560	15.694	17.802	22.810	31.479	102.345

Remuneración al Trabajo en la Industria Petrolera Privada

MILLONES DE \$



ESTIMACION DE LA PARTE DE LOS SALARIOS EN DOLARES
QUE SON GASTADOS POR LOS EMPLEADOS EN COLOMBIA

	GRUPO "A" <i>Ciu-Campa-</i> <i>dad mento</i>	GRUPO "B" <i>Ciu-Campa-</i> <i>dad mento</i>	GRUPO "C" <i>Ciu-Campa-</i> <i>dad mento</i>	GRUPO "D" <i>Ciu-Campa-</i> <i>dad mento</i>				
<i>Agosto 1957:</i>								
Renta Bruta en US\$..	458	435	662	601	808	746	1049	953
Gastos en pesos en Colombia..	1759	850	2890	1680	3630	2182	4795	2770
Convertidos en dólares a \$ 5.95.	296	143	486	282	610	367	806	466
Porcentaje del salario en US\$ gastados en Colombia	64%	33%	73%	47%	75%	49%	77%	49%
<i>Octubre 1958:</i>								
Renta bruta en US\$	502	"	692	"	845	"	1096	"
Gastos en pesos en Colombia ..	2336	"	3799	"	4770	"	6264	"
Convertidos en dólares a \$ 7.75.	302	"	491	"	616	"	808	"
Porcentaje del salario en dóla- res gastados en Colombia ...	60%	"	71%	"	73%	"	74%	"

Anexo del Cuadro N° 9

ESTIMACION DE LA PARTE DE LOS SALARIOS EN DOLARES
QUE SON GASTADOS POR LOS EMPLEADOS EN COLOMBIA

Para poder dar una estimación justa, hemos clasificado a los empleados extranjeros en cuatro grupos, a saber:

GRUPO "A"—Soltero con sueldo bajo.

GRUPO "B"—Joven casado, sin hijos, con sueldo un poco más alto.

GRUPO "C"—Individuo de más edad (34), con un sueldo promedio dentro de un grupo, con un hijo.

GRUPO "D"—Individuo de mediana edad con buen sueldo, dos hijos.

Para cualquier extranjero con un sueldo de más de mil dólares (US\$ 1.000) el porcentaje gastado en Colombia viene a ser inferior, puesto que él generalmente no gasta más que su colega quien gana US\$ 1.000 mensuales.

CAPITULO VI

La Balanza de Pagos y la Industria Petrolera

Por situación de balanza de pagos se entiende el curso que durante un año presentan los pagos al exterior por importaciones de bienes, servicio de la deuda externa, residentes y por todo otro concepto, o sean todas las salidas de divisas en relación con los ingresos de divisas como son, por ejemplo, las exportaciones, la venta de servicios, la importación de capitales y por todo otro concepto.

Uno de los factores que siempre es conveniente analizar en un país en desarrollo para determinar la conveniencia o inconveniencia de establecer una nueva industria o actividad económica, es su posible efecto sobre la balanza de pagos. Se juzga si con el establecimiento de la industria propuesta la demanda de productos extranjeros va a aumentar, va a permanecer estable, o si va a disminuir. Es un factor importante, puesto que en gran parte el desarrollo de casi todos los países de bajos ingresos depende de las disponibilidades de divisas extranjeras, que permiten adquirir en el exterior los bienes de capital necesarios para aumentar la producción y, por consiguiente, el nivel de vida.

Por lo general los países intentan ser autosuficientes en alimentos, luego en otros bienes de consumo, posteriormente en materias primas y bienes intermedios, y por último tratan de establecer industrias productoras de bienes de capital.

En casi todos los países en desarrollo los problemas de balanza de pagos casi siempre residen en el monto exagerado que dichos países gastan aún en bienes de consumo y alimentos extranjeros, aunque potencialmente pueden ellos producirlos dentro de sus fronteras.

El consumo de derivados del petróleo es uno de los casos más comunes. Con el crecimiento de las economías las necesidades de productos del petróleo aumentan más que proporcionalmente, convirtiéndose en uno de los cuellos de botella que más limitan el desarrollo de la economía. Tenemos el caso de la Argentina en donde en 1957 las importacio-

nes de petróleo alcanzaron a 317 millones de dólares, o sea que absorbieron el 33% del valor de sus exportaciones, o en otras palabras, de cada tres dólares que exportó Argentina destinó uno para importar petróleo. Un caso semejante es el del Brasil en donde en 1956 las importaciones del petróleo costaron 275 millones de dólares, o sea aproximadamente el 25% del valor de sus entradas de divisas por todo concepto. Estimaciones conservadoras calculan en US\$ 440 millones las importaciones necesarias de petróleo en el Brasil para 1961, pues el aumento de la producción, aunque importante, no sigue el mismo ritmo de crecimiento de la demanda.

En Colombia la industria petrolera no sólo abastece las necesidades internas sino que hay un remanente para exportación. En 1957, por ejemplo, se produjeron 45.829.000 barriles por un valor de US\$ 121.5 millones, y se exportaron 28.403.000 barriles por un valor de US\$ 76.3 millones, o sea que el consumo de petróleo en el país fue de 17.426.000 barriles por un valor de US\$ 45.2 millones. (1)

En casi toda industria manufacturera se requiere maquinaria, materias primas, y otros bienes que en un alto porcentaje se compran con dólares. El país, en cambio, para desarrollar la industria del petróleo no sólo no ha invertido un dólar de sus exportaciones ordinarias para obtener todo el petróleo y los derivados que necesita, sino que anualmente le queda un remanente a su favor para pagar otras importaciones. Esta situación privilegiada se debe a las crecientes inversiones que efectúa el capital extranjero para buscar petróleo. Según datos de la Oficina de Registro de Cambios, en el período de 1950 a 1957 al país le entraron por venta de divisas al Banco de la República por capital extranjero vinculado al petróleo la cantidad de US\$ 334.7 millones. Según la Cepal para obtener un barril diario de petróleo hay que invertir 3.000 dólares en promedio, de lo cual un 30% es en pesos colombianos. Por esa razón las compañías explotadoras venden los dólares al Banco de la República y obtienen los pesos indispensables.

En el período de 1950-57 las compañías extranjeras importaron al país la suma de US\$ 688.1 millones en divisas, maquinaria, servicios, etc. y en el mismo período exportaron petróleo, maquinaria, etc. por un valor de US\$ 503.5 millones. En otras palabras, que si empresarios colombianos, como sucede con los textiles, o las cervezas, hubieran sido los que explotaran el petróleo, para mantener el mismo ritmo de producción el país hubiera tenido que asegurarles US\$ 184.6 millones de dólares para com-

(1) Anuario de Comercio Exterior 1957.

Importación de Capital de la Industria Petrolera Privada 1950 - 57

(EN MILLONES DE U.S. \$)



pletar sus necesidades de divisas, tomándolas probablemente de las entradas por concepto de exportación de café. (Véase los cuadros 10 y 11 suministrados por la Oficina de Registro de Cambios del Banco de la República).

Además de las divisas que las compañías le entregan al Banco de la República a cambio de pesos, hay otros renglones que también benefician la balanza de pagos del país y que no se incluyen en los cuadros. Por ejemplo, los salarios pagados en dólares en 1958 sumaron US\$ 7.6 millones, que en un porcentaje no inferior al 60% son vendidos para sufragar los gastos de mantenimiento y demás necesidades del personal que lo recibe. Por este concepto la balanza de pagos recibe una suma no inferior a los US\$ 4.5 millones al año. (Véase cuadro N° 9 y anexo sobre la forma en que se gastan los salarios en dólares).

Cuadro N° 10

EXPORTACIONES DE CAPITAL, EMPRESAS PETROLERAS — 1950 - 1957

(en millones de US\$)

<i>Concepto</i>	<i>Texas Petr. Co.</i>	<i>Interna- tional Pet. Co.</i>	<i>Colom- bian Petrol. Co.</i>	<i>Anglo Saxon (Concesio- naria Shell Cóndor)</i>	<i>Sacony Vacum (hoy Mo- biloil Co.)</i>	<i>Totales</i>
<i>Exportación de Capital</i>						
Exportaciones de petróleo crudo	10.6	10.8	108.7	223.9	3.9	430.2
Otros conceptos (incluye reexportación de ma- quinaria y Operaciones Cruzadas DEBITOS) .	17.1	2.4	0.2	35.0	9.9	64.7
Remesa de utilidades y Registro de Pérdidas .	1.9	4.7			2.1	8.6
Total Capital Exportado.	29.6	17.9	180.9	258.9	15.9	503.5
Total Capital Importado.	77.6	55.7	214.5	314.7	25.8	688.1
Saldo neto a favor de la economía colombiana .	47.9	37.7	33.2	55.7	9.9	184.6

IMPORTACIONES DE CAPITAL, EMPRESAS PETROLERAS, — 1950 - 1957

(en millones de US\$)

<i>Concepto</i>	<i>Texas Petr. Co.</i>	<i>Interna- tional Pet. Co.</i>	<i>Colom- bian Petrol. Co.</i>	<i>Anglo Saxon (Concesio- naria Shell Cóndor)</i>	<i>Sacony Vacum (hoy Mo- biloil Co.)</i>	<i>Totales</i>
<i>Importación de Capital</i>						
Divisas	30.6	7.1	94.0	193.5	9.4	33.7
Maquinaria y equipos; re- puestos, materiales y ac- cesorios	22.6	7.8	32.0	29.1	0.8	92.5
Otros conceptos: Intan- gibles, mercancías (In- cluye "Regalías y Com- pras de Petróleo Crudo")	18.2	25.9	40.3	34.5	8.0	128.0
Sub-Total:	72.4	40.8	166.3	257.1	18.2	555.2
<i>Operaciones Cruzadas</i>						
CREDITOS	3.8	5.9	17.3	18.8	7.6	53.4
Capitalizaciones (incluye reversión de utilida- des obtenidas en distri- bución y venta de refi- nados)		8.6		9.1		17.6
<i>Rendimientos Petróleos</i>						
OBTENIDOS	1.4	0.4	30.6	29.7		61.9
TOTALES:	77.6	55.7	214.2	314.7	25.8	688.1

EXPLICACIONES A LOS CUADROS Nos. 10 y 11

Regalías

Todo concesionario de exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional debe pagar al Gobierno, en el puerto de embarque de sus productos, en especie o en dinero, a voluntad del Gobierno, las participaciones que le correspondan a la Nación. Si es en dinero, de acuerdo con la Resolución Ejecutiva 549 de 1948, será en dólares de los Estados Unidos.

Operaciones Cruzadas - DEBITOS Y CREDITOS

Movimiento inter-compañías asociadas. Esta cuenta se utiliza para contabilizar los traspasos en forma que haya subrogación de deudor o acreedor por residentes en el país, a deudor o acreedor domiciliados en el exterior.

Así mismo pasan por esta cuenta las inversiones de capital en exploraciones en proceso hasta su terminación por intermedio de sus filiales o subsidiarias. La cancelación se efectúa una vez terminado el proceso de exploración, haciendo los traspasos a las cuentas respectivas.

Importaciones de Petróleo Crudo

Dentro de las importaciones de capital efectuadas por "International Petroleum (Colombia)" de Toronto, Canadá, en el renglón de "Otros Conceptos", se incluyen las compras de petróleo crudo según convenio celebrado con la EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS, destinado a su refinería (Art. 2º del Decreto 282 de julio 16 de 1958, ordinal a).

Capitalizaciones

Las capitalizaciones corresponden a los aumentos de capital por nuevos aportes o por reinversión de los rendimientos, no remesados al exterior.

Ejemplo: La International Petroleum Co., capitalizó US\$ 8.514.280 provenientes de sus inversiones en la ESSO COLOMBIANA, COLOMBIANA DE GAS y REFINERIAS, o sea parte del producto de sus rendimientos que tenían derecho a giro al tipo oficial de cambio y que la Compañía optó por capitalizar, para alimentar su cuenta de "Petróleos".

Así mismo, la SHELL CONDOR también capitalizó en su cuenta de "Petróleos" la suma de US\$ 9.064.277. Proveniente de rendimientos obtenidos en la distribución y venta de refinados, que igualmente tenían derecho a giro al cambio oficial.

Rendimientos obtenidos - Petróleos

Corresponden a las utilidades obtenidas en el año comercial las cuales son distribuidas a "reservas" y saldo en "Pérdidas y Ganancias". El saldo de "Pérdidas y Ganancias" finalmente es trasladado a la cuenta de Capital.

Dado el sistema de reembolso del capital registrado para "Petróleos", o sea mediante las exportaciones sin reintegro, las compañías petroleras no solicitan giro de rendimientos por este concepto, como sucede con los capitales registrados para otra clase de inversiones.

Compra de Petróleo Crudo

En el renglón de "Otros conceptos", se incluyen las compras de petróleo crudo según convenio celebrado con la Empresa Colombiana de Petróleos, con destino a su refinería, de acuerdo con autorización especial consagrada en el Art. 2º del Decreto 282 de 1958.

Remesa de Utilidades y Registro de Pérdidas

Las cifras que aparecen en los cuadros números 10 y 11, corresponden a las "pérdidas" registradas en varios ejercicios comerciales anuales, según se desprende de los extractos de la cuenta corriente con "Casa Matriz". Estas pérdidas se cancelan con cargo a la cuenta de "Capital".

CAPITULO VII

El Estado y el Petróleo

Desde el punto de vista económico, el impuesto sobre la renta convierte al Estado en socio privilegiado de todas las empresas, puesto que recibe parte de sus utilidades sin correr riesgo alguno por las pérdidas. Si se aprueba lo propuesto en el proyecto de reforma tributaria, las sociedades anónimas pagarían un 36% de impuesto sobre la renta más un recargo del 8% para vivienda y para Paz de Río, o sea, que el Estado participaría, en proporción hasta de un 44%, de todas las utilidades de las sociedades anónimas en Colombia.

El impuesto sobre la renta apreciablemente tecnificado, sólo comenzó a tener vigencia en Colombia desde 1936. A partir de esa fecha se le han introducido varias reformas al sistema hasta llegar al actual que a propuesta del gobierno va a sufrir nuevas modificaciones.

Las empresas productoras de petróleo, como cualquier sociedad, están sometidas al régimen del impuesto sobre la renta y complementarios, y de hecho el Estado colombiano participa, en forma considerable, de todas las utilidades que obtienen las empresas petroleras. Por ejemplo en 1956, según el informe de la Contraloría General de la República, las compañías petroleras que obtuvieron utilidades pagaron los siguientes impuestos:

Cuadro N° 12

IMPUESTOS SOBRE LA RENTA Y COMPLEMENTARIOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PAGADOS EN 1956 (1)

(en millones de \$)

	<i>Millones</i>
Sobre la renta	18.1
Sobre patrimonio	5.1
Sobre exceso de utilidades	1.2
Para Paz de Río	1.7
Otros sobre renta	0.4
TOTAL:	26.5

(1) Sólo incluye a las Empresas explotadoras, dejando en otro grupo a las distribuidoras y transportadoras.

De acuerdo con el informe mencionado, las compañías en el mismo año obtuvieron utilidades líquidas por \$ 60.1 millones, o sea que el Estado colombiano, por concepto de impuesto sobre la renta y complementarios, recibió el 44.0% de las utilidades de las compañías explotadoras de petróleo. Pero como ya se indicó, el Estado no tenía en cuenta las pérdidas que puedan tener ciertas compañías, y sólo recibe participaciones en las utilidades.

Como ilustración se presentan las cifras correspondientes a la de la industria petrolera privada que no se incluyen en su totalidad en las estadísticas oficiales por estar dedicadas algunas empresas a actividades diferentes de la sólo explotación o exploración.

Cuadro N° 13

UTILIDADES DESPUES DE IMPUESTOS EN MILES DE PESOS

1954 - 1958

1954	40.584
1955	34.959
1956	36.625
1957	90.577
1958	125.792

Si a este resultado se le añade lo que dichas compañías pagaron en impuestos sobre la renta y complementarios, incluyendo a Paz de Río, se obtiene el siguiente resultado:

Cuadro N° 14

	<i>Impuestos sobre la renta en \$000</i>	<i>Utilidades antes de impuestos en \$000</i>	<i>% de impuestos sobre la renta sobre utilidades</i>
1954	36.147	76.731	47.1
1955	30.837	65.796	45.4
1956	33.010	69.635	47.4
1957	69.513	160.090	43.4
1958	92.957	218.749	42.1

El cuadro anterior muestra que al integrar a todas las compañías atrás mencionadas en una unidad, el Estado en sólo impuestos sobre la renta

y complementarios en 1954 les cobró el 47% de las utilidades netas y en el año menos favorable para el gobierno, 1958, el 42.1%.

Es claro que la posibilidad de cobrar impuestos altos sobre las utilidades de ciertas actividades económicas tiene un límite, y es el que otras actividades económicas o la misma actividad en otras regiones produzcan más utilidades. Internamente no se pueden aumentar ciertos impuestos, por ejemplo sobre la agricultura, porque llega un momento en que en otros campos las utilidades son mayores y entonces los inversionistas dejan de invertir en sociedades agrícolas para invertir en aquellas actividades que rinden más utilidades por impuestos reducidos. Lo mismo sucede con el capital extranjero que invierte en un determinado país, mientras el rendimiento de la inversión después de deducidos los impuestos sea comparable con el promedio de las utilidades en otros países. Pero si la inversión, debido a mayores impuestos sobre las utilidades, produce menos que en otros países, es lógico que se deje de invertir capital extranjero, además de que el nacional comenzará a huir para aquellos sitios en donde obtiene mayores rendimientos.

En el caso de Colombia, las compañías explotadoras de petróleo no sólo pagan impuestos sobre las utilidades, sino también impuestos de aduanas y otros indirectos, que en este caso especial se asemeja al de la renta puesto que el petróleo mantiene un precio internacional, y si las compañías pagan más impuestos indirectos en Colombia, no pueden trasladarlo a los consumidores del resto del mundo, sino que tienen que absorberlo con menores utilidades en Colombia.

Para ilustración se presenta a continuación un cuadro de los impuestos de aduana pagados por las compañías petroleras en los últimos años:

Cuadro N° 15

<i>1954 - 58</i>	<i>Derechos de Aduana En \$000</i>
1954.....	8.450
1955.....	10.848
1956.....	12.680
1957.....	15.406
1958	13.143

Otro tanto se podría decir de los impuestos municipales pagados por las compañías ya sea predial o de industria y comercio, cuyo monto es difícil de establecer y que son pagados principalmente por las empresas dedicadas a la distribución y venta de productos derivados del petróleo.

Además de los impuestos pagados por las compañías petroleras, directa o indirectamente, ya de sus utilidades o de su capital, ellas entregan una regalía sobre la producción. En realidad la regalía, en el caso del petróleo, es una participación que recibe el dueño del subsuelo. En Colombia el subsuelo puede ser de particulares o del Estado. En la actualidad la gran mayoría de las explotaciones se encuentran en subsuelo del Estado. En promedio la regalía efectiva recibida por el Estado oscila entre el 9 y el 11% de la producción bruta del petróleo en el país. El monto de la regalía está condicionado a las regalías establecidas en otras regiones del mundo en donde existe petróleo. Porque como la regalía pasa a ser un costo de la producción, es lógico que si la regalía excede el promedio, no habrá compañías interesadas en establecerse en el país que más cobre.

Cuadro N° 16

REGALIAS PAGADAS AL GOBIERNO EN COLOMBIA — 1954 - 1958

	<i>En miles de pesos</i>	<i>En miles de US\$</i>
1954	34	5.008
1955	218	4.531
1956	717	4.778
1957	1.236	5.894
1958	4.915	6.341

El complemento de las regalías es la cláusula de reversión de todos los contratos de concesión a los 30 años de obtenida, ya que en muchos casos el campo no está agotado, y así, con todas sus instalaciones pasa a propiedad del Estado. Esta situación hace que la compañía tenga que amortizar totalmente la inversión en dicho período, o sea, recargar sus costos en no menos de un 3-1/3% por año. Se tiene el caso de la Concesión de Mares que en 1951 revertió al Estado y ha constituido la base de la Empresa Colombiana de Petróleos, que en 1957 produjo utilidades por la suma de \$ 71.4 millones, y en 1958 de \$ 45.5 millones sin que el Estado haya invertido capital adicional en ella, sino que la empresa ha autogenerado su crecimiento pero es conveniente anotar que indirectamente recibe un subsidio del Estado, al no tener que pagar impuestos como sucedería si fuera privada. En estos momentos se prepara a aumentar considerablemente su producción por más intensa explotación de sus concesiones originales y posteriores.

Por último, el Estado también cobra una especie de anticipo de las regalías, en forma de cánones superficarios cuyo valor ha sido el siguiente en cada uno de los últimos cinco años:

Cuadro N° 17

CANONES SUPERFICARIOS PAGADOS — 1954 - 1958
(EN \$000)

<i>Años:</i>	
1954	975
1955	944
1956	1.524
1957	2.514
1958	3.314

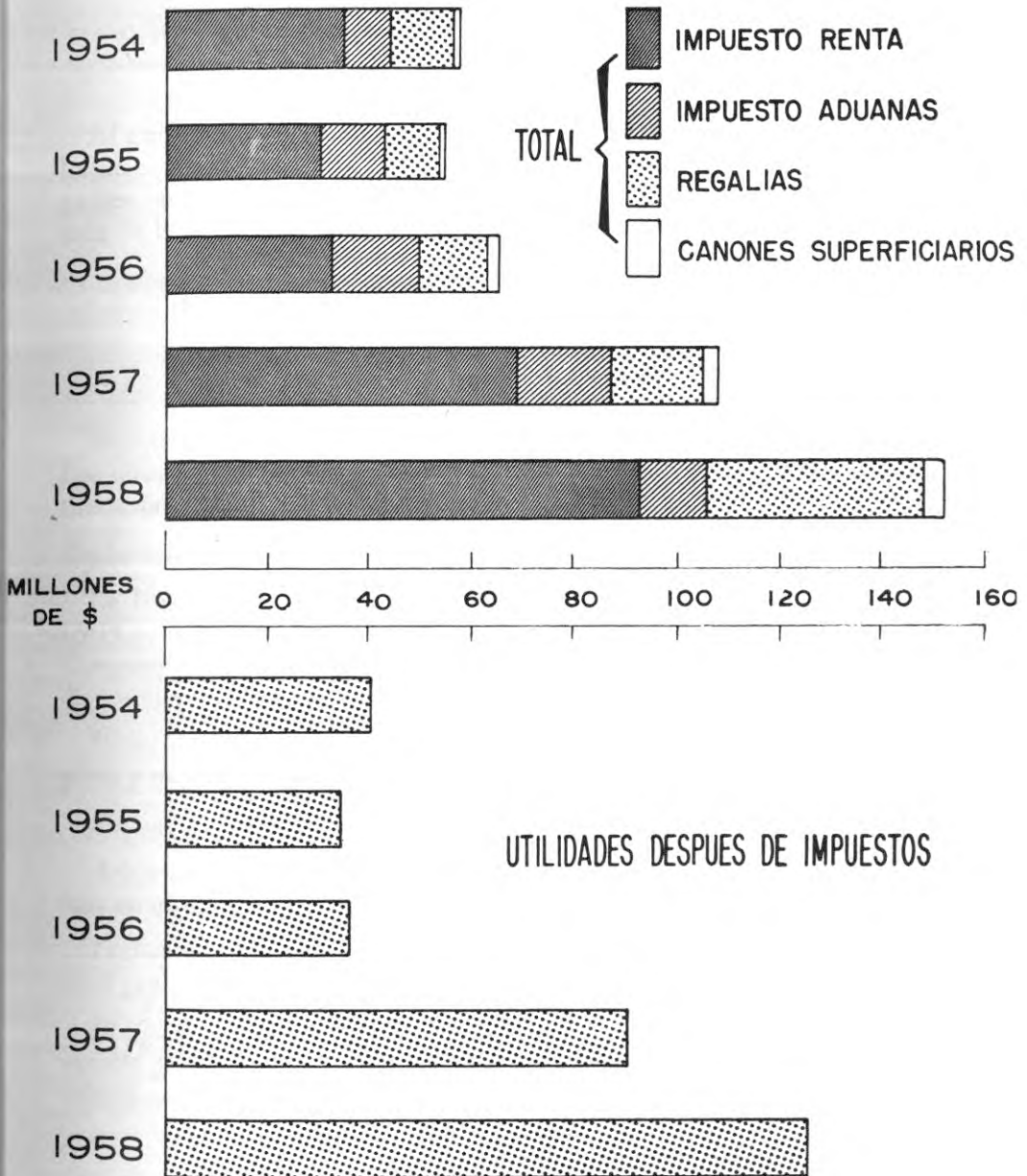
En resumen, en el año de 1958 la industria petrolera privada en Colombia pagó al Gobierno Nacional una suma superior a \$ 150 millones, lo que es aproximadamente el 10% del presupuesto nacional. Si a dicha suma se le adicionan las utilidades obtenidas por Ecopetrol, que al fin y al cabo no es sino un sub-producto de la industria petrolera privada, ya que el Estado no ha invertido allí un sólo centavo del presupuesto, sino todo es producto de la reversión, los ingresos oficiales por concepto de explotación de petróleo llegarían a cerca de \$ 200 millones en dicho año o sea casi el 15% del presupuesto nacional.

Cuadro N° 17 Bis

PAGOS AL GOBIERNO POR PARTE DE LA INDUSTRIA PETROLERA
PRIVADA — 1954-1958
(EN \$000)

	<i>Impuestos sobre la renta</i>	<i>Derechos de Aduana</i>	<i>Regalías</i>	<i>Cánones Superficiarios</i>	<i>Total</i>
1954	36.147	8.450	12.540	975	58.112
1955	30.837	10.848	11.545	944	54.174
1956	33.010	12.680	12.662	1.524	59.876
1957	69.513	15.406	25.235	2.514	112.668
1958	92.957	13.143	42.961	3.314	152.375

Pagos al Gobierno por Parte de la Industria Petrolera Privada



CAPITULO VIII

La Legislación Petrolera en el Mundo

Al azar se han escogido cuatro países, dos del Cercano Oriente y dos de Latinoamérica para explicar las condiciones en que se otorgan en esos países las concesiones petrolíferas. A continuación se presenta el resumen de la legislación de esos cuatro países y Colombia.

Breve resumen de las condiciones en que se otorgan concesiones petroleras en algunos países.

IRAK:

No existe una ley general. El país está cubierto por cuatro concesiones. Los términos de las concesiones son muy similares y se sintetizan a continuación:

Exploración - Explotación

La Iraq Petroleum Company (IPC), la Mosul Petroleum Company (MPC), la Basrah Petroleum Company (BPC) y la Anglo Iraquian Oil Company (conocida como la AIOC), poseen las cuatro concesiones. Las disposiciones para estas concesiones son:

Duración: 75 años. Cubre exploración, explotación, refinación, transporte y exportación.

Renuncia: En cualquier momento.

Arbitramento: Existe un Concilio de Arbitramento para establecer normas en el caso de disputas.

Trabajo: Deben emplearse nacionales en cuanto sea posible y entrenarse el personal para trabajos especiales.

Obligaciones de perforar: Hay un plazo de 8 meses para cumplir el estudio geológico. La BPC y MPC deben perforar en los primeros diez y ocho meses y tres años respectivamente.

Impuesto sobre la Renta: Todos los impuestos se suspendieron en 1952 y fueron reemplazados por una participación del 50% sobre la utilidad, para el Gobierno antes de deducir los impuestos extranjeros para la IPC, BPC y MPC.

Las utilidades se definen como la diferencia entre el "costo actual" del petróleo y su "valor en la frontera". El "costo actual" se fija en una suma hasta tanto no haya una fluctuación del 10%. Este costo cubre el de producción, depreciación y amortización. Se hace un descuento del 1% para las ventas en bruto.

Participación al Gobierno: El Gobierno exige el 12½% de la producción anual entregado en el terminal FOB para ser vendido por éste, valor que es deducible en el impuesto sobre la renta.

TURQUIA:

Reconocimientos: Se permite una exploración preliminar sin que existan impuestos durante este período.

Exploración.

Duración: 6 años con dos prórrogas de dos años cada una. Se concede una prórroga de 5 años si se ha obtenido producción.

Area: 123.500 acres (50.000 hectáreas) por concesión. Máximo 8 concesiones en cada Distrito por concesionario.

Canon Superficial: US\$ 0.07 por acre durante el primero y segundo año, aumentando a US\$ 0.42 por acre en los once años siguientes. Es deducible del canon superficial el 80% de los gastos de exploración.

Obligaciones de Perforación: Debe perforarse a más tardar dentro de los 5 primeros años. Una prórroga de dos años más se concede mediante permiso. Dentro de los 5 años siguientes al de descubrimiento todas las licencias de perforación deben haberse cancelado.

Renuncias: En cualquier tiempo, avisando con un mes de anticipación, en la totalidad o en parte del área.

Explotación.

Area: Máxima la mitad de área en exploración hasta 61.775 acres (25.000 hectáreas). Se garantizan derechos para estas áreas. Máximo por concesionario en cada Distrito 375.650 acres (150.000 hectáreas).

Duración: 40 años renovables por 20 años más mediante permiso del Gobierno. La producción comercial debe empezar dentro de los tres primeros años o la concesión puede ser cancelada por el Gobierno.

Renuncia: Puede renunciarse en su totalidad o en parte, avisando con tres meses de anticipación.

Canon Superficial: US\$ 0.42 por acre durante el primer año aumentando a US\$ 1.12 por acre hasta los cinco años y los siguientes, cantidad esta que se acredita a la regalía.

Regalía: 12½% pagadera en dinero o en especie.

Impuesto sobre la Renta: 50% de la utilidad neta.

Deducción por Agotamiento: 27½% de la utilidad bruta, hasta un 50% de la neta.

Consumo Local: El productor debe abastecer al consumo local antes de efectuar la exportación.

Exportación: No se han fijado obligaciones para la exportación. El operador está exento de obligaciones de importación y de impuesto de aduana. Las utilidades pueden exportarse mediante permiso.

Empleos: Puede emplearse personal extranjero cuando se necesite. Debe educarse nativos hasta en un 15% del número de empleados extranjeros.

Transporte y Refinación: No existe obligación. Las Concesiones en explotación dan el derecho de obtener certificados para transporte y refinación.

VENEZUELA:

Exploración.

Duración: Tres años.

Area: 24.710 acres (10.000 hectáreas) por concesión. Sin límites por concesionario.

Canon Superficial: US\$ 0.259 por acre por año.

Traspasos: En cualquier tiempo. Si el traspaso cubre un área mayor de 741.300 acres (300.000 hectáreas), se necesita aprobación del Gobierno.

Beneficios Especiales: El gobierno puede solicitar "beneficios especiales para la Nación" en nuevas concesiones. Esto puede incluir bonos, obligaciones de refinación, impuesto adicional de producción, etc.

Explotación:

Duración: 40 años. Puede renovarse una vez por otro período adicional de 40 años.

Area: 1.235.5 acres (500 hectáreas) por concesión. Sin límite por concesionario. Máximo la mitad del área tomada en exploración.

Trasposos: En cualquier tiempo. Si el traspaso cubre un área mayor de 370.655 acres (150.000 hectáreas), se necesita consentimiento del Gobierno.

Impuesto de Producción: Inicial US\$ 1.036 por acre durante el primer año.

Canon Superficial: US\$ 0.64 por acre por año durante los primeros cinco años, aumentando posteriormente hasta llegar al máximo de US\$ 3.88 por acre. Si se paga regalía se reduce a 16.3 centavos por trimestre por acre.

Regalías: 16-2/3% en crudo o gas, pagadero en dinero o especie.

Refinería Transportes: Derechos de refinación y transporte incluidos en la concesión en explotación. El impuesto de consumo se fija en un 50% para los productos refinados importados y consumidos en Venezuela. Se fija un impuesto de transporte por oleoductos del 21½% sobre las entregas o recibos hechas por terceras personas.

Impuesto sobre la Renta: Se ha fijado una participación no menor del 50% de las utilidades netas. Los impuestos extranjeros no son deducibles.

PERU:

Exploración:

Duración: 3 años en la Zona Costanera; 5 años en la Zona de la Sierra y 6 años en la Zona de la Montaña. Se concede prórroga de un año en la Zona Costanera y de dos años en las Zonas de la Sierra y la Montaña.

Area: 49.420 acres (20.000 hectáreas) en las Zonas Costanera y la Sierra y 123.550 acres (50.000 hectáreas) en la Montaña.

Límite por Concesionario: 22 concesiones en cualquier área. Se puede obtener concesiones adicionales en licitación.

Garantía: Se requiere un depósito, reembolsable al expirar el contrato de concesión o a su renuncia.

Inversión Mínima: Varía de 15 soles por hectárea (US\$ 0.32 por acre en las Zonas de la Costa y de la Sierra, y 2.5 soles en la Zona de la Montaña.

Canon Superficial Anual: 2 soles por hectárea (US\$0.04 por acre), durante el período original, en la Zona Costanera, pagadero anualmente. Se aumenta a 4 soles durante el primer año de prórroga y 6, durante el segundo. Tasas de la mitad y de un cuarto de la Zona Costanera y en las Zonas de la Sierra y la Montaña, respectivamente.

Propiedad de las Compañías: La mayoría de las compañías en el Perú ofrecen el 30% de sus acciones a los peruanos durante un período mayor de 90 días.

Explotación.

Puede recibirse directamente o sobre áreas en exploración.

Duración: 40 años en la Zona Costanera, 45 años en la Zona de la Sierra y 50 años en la Zona de la Montaña. Prórroga de 20 años para la Zona Costanera y de 25 para las Zonas de la Sierra y la Montaña.

Area: Máxima de 24.710 acres (10.000 hectáreas) en las Zonas de la Costa y la Sierra y de 61.775 (25.000 hectáreas) en la Zona de la Montaña.

Límite por Concesionario: 10 concesiones. Puede obtenerse un número mayor mediante subasta.

Canon Superficial Anual: US\$ 0.21 por acre en la Zona Costanera durante el primer año, aumentando a US\$ 2.10 por acre en 20 años. En los años siguientes declina hasta US\$ 0.631 en 40 años. Las tasas para las Zonas de la Sierra y la Montaña son la mitad y un cuarto de la Zona Costanera, respectivamente.

Bonos: El concesionario debe pagar bonos de conservación y exploración por valor de US\$ 0.631 por acre en la Zona Costanera y la mitad y un cuarto para las zonas de la Sierra y la Montaña, respectivamente.

Impuesto de Exportación.

Se fija un impuesto del 20% FOB del valor del crudo o de los refinados exportados para la Zona Costanera. Las exportaciones provenientes de la Zona de la Sierra y la Montaña pagan una tasa del 3% durante los primeros 10 años, aumentando al 10% durante 40 años y después se fija un impuesto del 1% tanto para el Fondo Nacional de Desempleo como para el Banco Minero del Perú, respectivamente.

Impuesto sobre la Renta: 50% de las utilidades netas en la Zona Costanera; en las Zonas de la Sierra y la Montaña el 10% durante la primera década, 25% para la segunda, el 35% para la tercera y el 50% para la cuarta y siguientes.

El impuesto de exportación del 20% más el 20% del impuesto de utilidades es deducible. Otros impuestos (Banco y Fondo de Desempleos) y obligaciones de importación no son deducibles.

Deducción por Agotamiento: 15% del total de la Zona Costanera y 25% del total para compañías compuestas en sus dos terceras partes por peruanos. No debe exceder del 50% de las utilidades netas después de hecha la deducción de los impuestos de renta y deducción por agotamiento. El 27.5% del valor total de la producción en las Zonas de la Sierra y la Montaña, hasta un 50% de la utilidad neta.

Los impuestos de canon superficiario durante los períodos de exploración y explotación no son deducibles.

Derechos de Importación: Se pagan en su totalidad en la Zona Costanera. En la zonas de la Montaña y de la Sierra se fijan únicamente en un 50%.

Envío de Utilidades al Exterior: Hay exoneración de cualquier impuesto de giro en el futuro.

Transporte, Refinación y Almacenaje: Hay concesiones para oleoductos, refinación y almacenaje por un período de 40 años, prorrogables por otros cuarenta mediante solicitud.

COLOMBIA:

Exploración.

La exploración se divide en dos partes: la primera es el reconocimiento superficial el cual es libre en las tierras baldías; la segunda comprende el período de exploración, que en la zona occidental del país es de 5 años y de 7 años en la oriental, con prórrogas ordinarias de 3 años y otra extraordinaria de 3 años tanto para la parte occidental como para la oriental.

El área máxima de exploración es de 50.000 hcts. en la parte occidental y hasta 200.000 hcts. en la oriental. No existe limitación alguna para el número de concesiones por personas o empresas que se dediquen a dicha actividad.

Existe la obligación de perforar un pozo, 6 meses antes de vencerse el período ordinario de exploración y dos pozos durante cada año del período de prórroga en la región occidental; y se debe iniciar un pozo durante el período de exploración ordinario y perforar un pozo durante cada año de prórroga en la región oriental.

Los concesionarios de la parte occidental deberán pagar un canon superficiario anual durante el período de exploración que va de \$ 0.20 por hectárea en el primer año de exploración, hasta \$ 2.50 por hectárea al noveno año. Durante el décimo y siguientes años el canon es de \$ 3.00 por hectárea. Estos cánones se reducen a la mitad cuando la explotación se realiza con perforación y durante el período de explotación.

En la parte oriental, el canon superficiario anual durante el período de exploración va desde \$ 0.10 por hectárea durante el primero y segundo años, hasta \$ 0.50 por hectárea en el sexto y años siguientes.

La importación de los equipos de perforación durante el período de exploración, está exenta de derechos de importación así como del impuesto sobre patrimonio hasta cuando principie la explotación.

Explotación.

La explotación tiene un período de 30 años en la parte occidental prorrogables por diez años en las condiciones vigentes a la fecha de la prórroga. En la parte oriental es de 50 años, prorrogable por 20 años en las condiciones vigentes a la fecha de la prórroga.

El impuesto en petróleos de propiedad privada fluctúa entre un 7% y un 1½% sobre la producción total, según la distancia del campo de petróleo al puerto de embarque.

La regalía en petróleos de propiedad del estado varía desde un 13% hasta un 3% de acuerdo con la distancia del campo de producción a la Costa. En la zona marina continental la regalía es del 10%.

Los concesionarios de exploración y explotación de petróleo deben otorgar una caución a favor del gobierno en bonos de deuda pública de \$ 1.00 por hectárea con un monto mínimo de \$ 25.000.

Los concesionarios están exentos de impuestos municipales y departamentales. Están igualmente exentos hasta por 30 años de cualquier impuesto de exportación. Las divisas provenientes por venta en el país o por exportación de crudos no están sometidas a la obligación de reintegrarse al Banco de la República.

La industria del petróleo en todas sus ramas está sujeta al pago del impuesto de aduanas, pero las importaciones de algunas maquinarias esenciales y equipos destinados a la exploración con perforación, a la construcción de refinerías y de oleoductos para explotaciones en la región oriental, debidamente pormenorizados en reglamentos especiales, están exentos del impuesto de aduanas.

Deducción por Agotamiento

Región Occidental—La deducción normal por agotamiento para la región occidental es del 10% del producto bruto, deducida la regalía, con un límite del 35% de la renta líquida, para los contribuyentes que no realizan exploraciones dentro de la cuantía fijada por la Ley.

Hay, además, una deducción especial por agotamiento del 15% de la renta bruta, menos las regalías, para los explotadores de petróleo que hacen inversiones en exploración por un monto mínimo de US\$ 800.000.00 anuales, y esta deducción especial, sumada a la normal del 10%, tiene un límite del 35% de la renta líquida del respectivo contribuyente. Este límite se aumenta al 50% de la renta líquida para los empresarios que han iniciado o que inicien explotaciones con posterioridad al 3 de agosto de 1955.

La deducción normal por agotamiento del 10% y la extraordinaria del 15% se concederán sin sujeción al monto de las inversiones efectivas que se hayan realizado, siempre que se hagan las inversiones antes mencionadas.

Región Oriental—La deducción por agotamiento en la región oriental es del 28% del producto bruto menos la regalía, con un límite del 50% de la renta líquida.

Amortización.

Las inversiones en áreas improductivas en la región occidental podrán ser amortizadas, a la rata del 10% de dichas inversiones hechas con posterioridad a 1955.

En la región oriental el contribuyente tiene opción para deducir las inversiones en áreas improductivas: a) como pérdidas en el año en que se abandone la respectiva área, y b) como inversiones capitalizadas para amortizar por agotamiento.

Impuesto sobre la Renta - Mínimo y Máximo

Para la producción comercial que se inicie en la región occidental, con posterioridad a agosto de 1955, el impuesto sobre la renta y complementarios y las regalías, conjuntamente, no serán superiores al 50% ni inferiores al 40% de la renta líquida fiscal más las regalías o participaciones de petróleo de propiedad particular.

Para la producción comercial de la región oriental, el impuesto sobre la renta y complementarios y las regalías, conjuntamente, no serán superiores al 40% de la renta líquida fiscal más las regalías.

Modificaciones al régimen actual

El Gobierno Nacional sometió en las sesiones del año pasado a la consideración del Parlamento un proyecto de ley modificatorio del actual Código de Petróleos. A continuación se hace un breve comentario de sus principales puntos.

1) Se aumentan los cánones superficarios para los contratos de exploración y explotación fijándolos en dólares y no en pesos. Para el sector oriental y la Costa del Pacífico (esta última no tenía trato diferencial antes) se fijan cánones que van de US\$ 0.025 a US\$ 0.50 por hectárea por año, en comparación de \$ 0.10 a \$ 0.50 por año y hectárea que rige actualmente.

Para el resto del país se propone una tarifa que va de US\$ 0.10 por hectárea por año hasta US\$ 0.60. Esto se puede comparar con la tarifa actual que va de \$ 0.20 a \$ 3.00 por hectárea por año. En realidad esta alza se justifica por razón de la devaluación del peso en términos de dólares moneda en la cual operan las empresas explotadoras de petroleras.

2) Se rebajan los períodos de exploración previstos actualmente de 7 a 5 años para la zona oriental, incluyendo además la zona del litoral pacífico, y de 5 a 4 años para el resto del país. Esto todavía coloca al país dentro del promedio mundial.

3) Por primera vez en el país se establece que en las concesiones de más de 60.000 hectáreas de la zona oriental, y las de más de 15.000 hectáreas del resto del país hay la obligación de devolver al Gobierno hasta un 50% del área contratada al comenzar el período de explotación. Este sistema, que existe en Venezuela, beneficiará adicionalmente al Estado por los trabajos de exploración de las empresas ya que es obvio que las zonas adyacentes a los campos de explotación experimentarán alguna valorización en comparación con los que no tengan esa vecindad. Este

mismo proyecto de ley establece que el gobierno podrá adjudicar estas zonas devueltas y las de propuestas desistidas, abandonadas o retiradas, por medio de licitación al mejor postor.

4) Se aumenta la deducción por amortización de las inversiones en exploración del 5 al 10% al año, lo cual constituye un estímulo para esta clase de operaciones. También se reconoce que serán rentas exentas por agotamiento hasta el 15% del valor bruto de la producción. En la región oriental y en el litoral pacífico este porcentaje por agotamiento será del 20%. Para que las explotaciones iniciadas con anterioridad a 1955 puedan gozar de estas exenciones es indispensable que efectúen inversiones en exploración por un monto al menos igual al valor de las respectivas exenciones. Complementariamente se establece que para las explotaciones iniciadas a partir de 1955 o que se inicien en el futuro, el impuesto sobre la renta y complementarios no podrá exceder del 40% de la renta líquida gravable.

En Colombia fuera del agotamiento extraordinario que solicita el Gobierno se conserve como norma permanente, existe una deducción ordinaria por agotamiento del 10% anual lo que da un total del 25%, inferior a los Estados Unidos. En el caso de los Llanos y la región del litoral Pacífico se aumenta esa renta exenta por agotamiento al 30%.

Se puede concluir por lo anterior que en el gobierno hay gran interés por estimular las inversiones en nuevas exploraciones que es la base para aumentar la producción de petróleo del país, puesto que mientras no se explore el territorio nada se conseguirá.

Como con frecuencia se suscitan argumentaciones sobre si se deben conceder exenciones por agotamiento, se ha considerado conveniente reproducir los siguientes apartes de un estudio elaborado por los doctores Manuel A. Alvarado y Juan José Turbay sobre ese tema.

“En la mayoría de las actividades que implican un riesgo normal, el capital es prácticamente el mismo que resulta de la inversión efectiva en empresas productivas. Si una firma invierte \$ 1.000.000 en una fábrica que deba perdurar 20 años, la tasa de amortización será de \$ 50.000.00 anuales. Para obtener la renta gravable neta hay que deducir esta amortización de la renta bruta anual. Este principio rige en igual forma para las actividades de refinación, transporte y mercado de la industria petrolera.

“Pero en el caso de trabajos de exploración y explotación de petróleo y de gas, así como de otras fuentes de recursos naturales que implican riesgos considerables, la sólo inversión en una propiedad no constituye

patrón adecuado del valor capital creado por el explotador del nuevo recurso. Así pues, para fomentar la exploración es necesario que la legislación relativa al agotamiento tome en consideración el valor de las reservas propiamente dichas.

“De otro modo: la tasa de agotamiento no puede limitarse simplemente a amortizar la inversión hecha en una propiedad productiva determinada, porque al limitarse en esta forma, se ignoraría por completo el capital arriesgado y perdido en exploraciones que no tuvieron resultado, con la circunstancia de que antes de localizar una fuente de reservas con probabilidades suficientes que justifiquen la perforación de un pozo de cateo, es necesario explorar muchas áreas.

“Se dice también que al perforar pozos de cateo, sólo uno entre nueve resulta productor amén de que hay necesidad de perforar pozos de exploración fuera de las zonas en que se sabe que existe petróleo, para estudiar la posibilidad de ampliar las áreas superficiales de producción y localizar nuevos horizontes petrolíferos en los campos existentes. Si se toman en cuenta todos los tipos de pozos de exploración, solamente uno entre 5 da resultados positivos. Por lo tanto, el capital que se arriesga en la búsqueda de petróleo es en realidad mucho más de 5 veces la cantidad que se invierte en localizar pozos productivos.

“En tales circunstancias, desde ningún punto de vista sería justo limitar el capital reembolsable por concepto de agotamiento, a la cantidad invertida en propiedades productivas. De esta suerte, y suponiendo que el inversionista contara con otras entradas que le permitieran contrarrestar los gastos hechos en empresas infructuosas (lo que no se podría aplicar a quien está tratando de iniciarse en el negocio), la deducción así limitada no contribuiría en realidad a reembolsarle las pérdidas de capital y por lo tanto, no le daría oportunidad de obtener una ganancia. Así pues, para atraer inversionistas hacia negocios que implican grandes riesgos, es indispensable que ellos en caso de éxito, tengan el aliciente de obtener una utilidad razonable por encima de la cantidad de capital arriesgado y recuperado.

“La esperanza de obtener una recompensa apreciable cuando se logre éxito constituye pues un factor para atraer un número suficiente de inversionistas que arriesguen su capital en una empresa tan azarosa como es la búsqueda de nuevas fuentes de petróleo.

“Por manera que el valor del nuevo descubrimiento debe regirse por el volumen de petróleo encontrado, antes que por la cantidad de dinero invertido en localizarlo. A medida que los recursos de la propiedad se ago-

tan, el valor de la misma disminuye, y ésta la razón por la cual las disposiciones sobre agotamiento deben naturalmente tener en cuenta dicho valor.

“Con base en estas consideraciones, la Comisión Financiera del Senado en los Estados Unidos recomendó en 1926, que la tasa por concepto de agotamiento en el caso de pozos de petróleo y gas, fuera equivalente al 25% de la entrada bruta y que se limitara a una cantidad no mayor del 50% de la entrada neta. Al discutirse la proposición en el Senado, el Congreso propuso que la tasa de agotamiento se refiera a un porcentaje del valor de las ventas, y se aprobó la proposición de la Comisión Financiera, aumentando la tasa propuesta del 25% al 30%. Más tarde el Comité de Conferencias fijó la tasa del 27½% para conciliar los puntos de vista de la Cámara y del Senado.

“A este 27½% se llegó teniendo en cuenta que el agotamiento debe expresar aquella parte del valor de cada barril de petróleo que corresponde a capital y que, como tal, no podría gravarse con impuesto sobre la renta. Cuando en los Estados Unidos el precio del petróleo en los mercados era de US\$ 2.55 por barril, se vendían propiedades petroleras en las cuales existían reservas probadas y experimentadas, a razón de US\$ 1.00 por barril. Para ese entonces, los costos de exploración oscilaban entre US\$ 0.35 y 0.30 por barril. (Estas condiciones subsisten hoy en general). Por lo tanto, el valor capital del petróleo en el yacimiento era de US\$ 0.65 o US\$ 0.70 por barril, respectivamente. Pues bien, estos valores corresponden justamente al 25.5% y al 27.5% de US\$ 2.55 precio de venta por barril de petróleo.

“De todo lo anterior pueden sacarse las siguientes conclusiones:

“a) Que el 27½% de las ventas brutas fijado en los Estados Unidos como factor de agotamiento para deducir de la renta bruta, cubre no solamente la amortización de las inversiones intangibles hechas en el depósito natural destinado a agotarse o consumirse por efectos de la misma explotación, y la recuperación de las propias inversiones intangibles hechas en pozos no productivos perforados, tanto en el área de explotación como fuera de ella, o sea, en zonas discontinuas e independientes, sino también el aliciente de obtener una utilidad que compense el riesgo peculiar de esta clase de inversiones;

“b) Que el reconocimiento de ese factor de agotamiento, independiente de las inversiones efectivas y por todo el tiempo de la explotación, se estableció como incentivo para provocar la búsqueda de petróleo en todo el territorio de los Estados Unidos, facilitando de paso la reinversión de

los capitales amortizados a través del factor agotamiento, en forma permanente y activa;

“c) Que el factor agotamiento de que se viene tratando ($27\frac{1}{2}\%$) correspondía al valor capital o de descubrimiento del petróleo de propiedad privada (en los Estados Unidos la totalidad del petróleo explotado por empresas particulares es de propiedad privada) y sobre la base de un precio de US\$ 2.55.

“Ahora bien: buscando por el mismo método el valor capital de cada barril de petróleo encontrado en Colombia, se tendría:

“Precio del petróleo FOB Mamonal en la actualidad US\$ 2.45 (equivalente a \$ 6.15 colombianos, al cambio del \$ 2.51). Si suponemos que las propiedades petroleras pueden venderse en Colombia a US\$ 1.00 guardando aproximadamente la misma relación que en los Estados Unidos, y si consideramos como costo de exploración US\$ 0.38, es decir, 0.03 más que el costo más alto en los Estados Unidos (US\$ 0.35), el valor capital del petróleo en el yacimiento podría estimarse en US\$ 0.62 por barril. Este valor corresponde al 26.41% de US\$ 1.18 precio de venta del petróleo, que resulta de restar del precio en Mamonal (US\$ 2.45) el promedio de regalía de la Nación (11%), o sea, US\$ 0.27.

“Por donde concluimos que un factor de agotamiento del 25%, igual al del Perú que tan eficaz ha resultado para atraer capital extranjero hacia la industria extractiva del petróleo, no sería exagerado para Colombia.”

CAPITULO IX

La Industria Petrolera y su Posición Financiera

La industria petrolera se halla entre las económicamente más importantes del mundo, siendo comparable sólo con la de los transportes, los servicios públicos y la agricultura. En la práctica es muy difícil encontrar un común denominador para comparar estas distintas actividades.

La industria petrolera es el principal abastecedor de energía y en ello reside su importancia y tamaño. Para apreciar su tamaño se pueden considerar las cifras del Chase Manhattan Bank según las cuales para fines de 1955 la inversión bruta en la industria petrolera subía a 63.3 mil millones de dólares, de los cuales \$ 22.9 mil millones correspondían a inversiones fuera de los Estados Unidos. En los últimos 10 años las inversiones en equipo, propiedades y plantas subió a \$ 38.1 mil millones de dólares en los Estados Unidos y \$ 18.2 mil millones de dólares fuera de los Estados Unidos, o sea un gran total de 56.3 mil millones de dólares.

Según estimaciones elaboradas, para abastecer la demanda en el período 1956-1965 habrá necesidad de invertir 73.5 mil millones de dólares en los Estados Unidos y \$ 41.5 mil millones de dólares por fuera de los Estados Unidos, o sea un total de \$ 115.0 mil millones de dólares, o en otras palabras, el doble de lo invertido en la década anterior.

Claro está que los datos publicados sobre la inversión realizada son inferiores a la realidad, ya que son cifras tomadas de los libros en donde no se tiene en cuenta, por ejemplo, el valor que tendrían esas inversiones al efectuarlas hoy día.

Como el crecimiento de la industria petrolera se mide generalmente por sus aspectos físicos, como la producción de crudo o su consumo, se incluye a continuación un cuadro mostrando las inversiones y producción en la década 1946-1955. Se puede observar que aunque el consumo sólo aumentó en 2.04 veces, la inversión hubo necesidad de aumentarla en 2.57 veces.

CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL

(Sin incluir Rusia y Satélites)

<i>Inversión bruta en activos fijos</i>	1946	1955
	Millones de dólares	
al final del año		
En Estados Unidos	17.700	40.400
Otros países	6.900	22.900
TOTAL:	24.600	63.300
<i>Inversiones de Capital Anualmente</i>		
En Estados Unidos	2.000	5.600
Otros países	725	2.645
TOTAL:	2.725	8.245
<i>Producción de Petróleo Crudo</i>	<i>En Miles de barriles por día</i>	
En Estados Unidos	4.751	6.807
Otros países	2.198	6.906
TOTAL:	6.949	13.713
<i>Consumo de Petróleo</i>		
En Estados Unidos	4.912	8.415
Otros países	2.179	6.018
TOTAL:	7.091	14.433

El crecimiento del consumo por fuera de los Estados Unidos ha aumentado en 2.76 veces, comparado con 1.71 veces en los Estados Unidos.

La tendencia de aumento del consumo en los Estados Unidos ha sido del 5.8% anual acumulativo en el período de 1933-1955, comparado con 11.0% para los demás países en el período 1943-55. El crecimiento de las inversiones en los Estados Unidos su tendencia ha sido del 8.9% anual acumulativo en el período 1947-1955, y en otros países del 10.1%.

Es conveniente también examinar los gastos de capital necesarios en los Estados Unidos para producir un barril de petróleo. Entre 1946 y 1955 los gastos de inversión para encontrar y producir petróleo crudo aumentó de US\$ 0.78 por barril en 1946 a US\$ 1.65 en 1955. Dicho cálculo excluye los gastos geológicos y geofísicos y los arriendos de tierra, que sumaron US\$ 4 mil millones en los 10 años.

En los Estados Unidos las fuentes de capital para financiar las inversiones petroleras son principalmente las utilidades no repartidas y los fondos de depreciación de las mismas compañías petroleras. En el período 1951-1955 de un total de 24.000 millones de dólares, solamente 3.8 mil millones tuvieron otro origen. En el cuadro adjunto se puede observar la situación:

Cuadro Nº 19

FORMACION DE CAPITAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA
EN LOS ESTADOS UNIDOS

(En millones de dólares)

	<i>Fondos de Operaciones (1)</i>	<i>Dividendos pagados</i>	<i>Ingreso de Caja Retenido</i>	<i>Gastos de Capital</i>	<i>Fondos de Otras Fuentes</i>
	1	2	3 (1-2)	4	5
1951	4.373	875	3.498	3.625	127
1952	4.536	907	3.629	4.400	771
1953	5.149	1.030	4.119	5.025	906
1954	5.335	1.067	4.268	5.350	1.082
1955	5.907	1.181	4.726	5.600	874

La expansión de la industria petrolera en los Estados Unidos y en otros países depende fundamentalmente de los ahorros internos representados por las utilidades no distribuidas antes que de aportes del mercado de capital. Así se puede concluir que en una economía en expansión, la industria petrolera no puede sostenerse sin suficientes utilidades para financiar su propio desarrollo. En términos generales las utilidades de la industria petrolera resultan la única fuente para el ensanche de la misma industria.

Utilidades.

Para efectos estadísticos se han tomado los datos de 33 de las principales compañías de los Estados Unidos (2), que en 1957 produjeron el 59% del petróleo del mundo (excluyendo Rusia y satélites) y procesaron el 64%. Dichas compañías liquidaron un total de 3.100 millones de dólares en utilidades en 1957, de los cuales 1.897 millones se originaron en operaciones en los mismos Estados Unidos.

(1) Se incluyen reservas de depreciación, otras reservas y utilidades.

(2) Véase página siguiente (1).

Las ventas totales de las compañías subieron a 30.576 millones de dólares distribuídos así:

Cuadro N° 20

	Millones de dólares
Petróleo crudo	6.369
Productos Refinados	21.561
Gas Natural	705
Productos de Industria Petroquímica . .	800
Otros	1.144
TOTAL:	30.576

Sobre la base de cada dólar de ventas 73.6 centavos fueron absorbidos por costos de operación y otros, 10.5 centavos por depreciación, agotamiento y otros similares y 5.7 por impuestos. El saldo 10.2 centavos fue repartido, 4.6 centavos en dividendos para los accionistas y 5.6 para nuevas inversiones (2).

- (1) Amerada Petroleum Corp.
 Anderson-Prichard Oil Corp.
 The Atlantic Refining Co.
 Cities Service Company
 Continental Oil Company
 Getty Oil Company
 Gulf Oil Corporation
 Honolulu Oil Corporation
 Lion Oil Co. Division-Monsanto Chemical Company.
 The Louisiana Land and Exploitation Company.
 Plymouth Oil Co.
 Phillips Petroleum Company
 The Ohio Oil Company
 Shell Oil Company
 Signal Oil and Gas Company
 Sinclair Oil Corporation

- Skelly Oil Company
 Socony Mobil Oil Company
 Standard Oil Co. of California
 Standard Oil Co. (Indiana)
 Standard Oil Co. (New Jersey)
 The Standard Oil Co. (Ohio)
 Sun Oil Company
 Sunray Mid-Continental Oil Co.
 The Superior Oil Co.
 The Texas Company
 Texas Gulf Producing Company
 Texas Pacific Coal and Oil Co.
 The Pure Oil Company
 Richfield Oil Corporation
 Seaboard Oil Company
 Tidewater Oil Company
 Union Oil Company of California

- (2) Véase cuadro N° 2.

DISTRIBUCION DE CADA DOLAR DE VENTAS EN LA INDUSTRIA
PETROLERA - 1957

	Centavos
Costos de operación y otros gastos	73.6
Depreciación, agotamientos y similares	10.5
Impuesto sobre la renta y otros	5.7
Ingresos para intereses minoritarios	0.3
Dividendos para accionistas	4.3
Reinversiones	5.6
TOTAL:	100.0

En otras palabras, del total de 3.100 millones de dólares de utilidades en 1957, 1.356 o un 43.7% fueron repartidos en forma de dividendos y 1.744 millones o un 56.3% fueron capitalizados en nuevas inversiones. Las utilidades representaron un 11.7% del capital invertido pero los dividendos repartidos sólo representaron un 5.7% del capital invertido. Este porcentaje se puede comparar con un 12 a un 15% o más en promedio que reciben los accionistas colombianos por sus inversiones en sociedades anónimas.

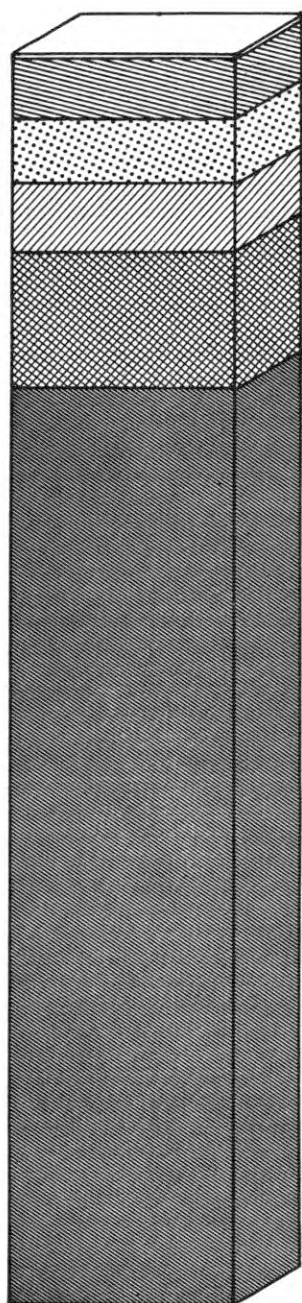
Investigaciones científicas por parte de la Industria Petrolera.

Entre los muchos gastos que efectúan las empresas petroleras se encuentran los dedicados a la investigación. En el mundo moderno los inventos o descubrimientos ocasionales son la excepción y sólo la investigación metódica consigue obtener nuevos y mejores productos para beneficio de la humanidad. La industria petrolera es quizás una de las que más nuevos productos han aportado en las últimas décadas. Como índice es interesante ofrecer las cifras suministradas por dos entidades serias como son Mc Graw Hill y la National Science Foundation, sobre los gastos de las industrias petroleras en investigación científica en los últimos años.

Gastos en investigación de la Industria Petrolera. En millones de Dólares.

1953.	145.9
1954.	161.9
1955.	250.3
1956	282.8
1957	299.9

Distribución de Cada Dólar de Ventas en la Industria Petrolera Mundial - 1957



0.3 INGRESOS PARA INTERESES MINORITARIOS

4.3 DIVIDENDOS PARA ACCIONISTAS

5.6 REINVERSIONES

5.7 IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y OTROS

10.5 DEPRECIACION, AGOTAMIENTO Y SIMILARES

73.6 COSTOS DE OPERACION Y SIMILARES

100.0 TOTAL

CAPITULO X

Los Precios en la Industria del Petróleo

Como en cualquier otro producto el nivel de los precios del petróleo y sus subproductos los fija la oferta y la demanda.

La oferta del petróleo crudo está sujeta a la producción en los campos ya descubiertos y en los nuevos lugares en donde comienza la producción. No existe control o monopolio de producción y numerosas empresas compiten en el mercado nacional y en el internacional. Hay por lo menos 220 empresarios independientes que trabajan en 51 países en programas de exploración y explotación.

La demanda ha aumentado en los últimos años a razón de 6% al año, a causa del crecimiento de la población, del aumento del nivel de vida, y de los nuevos usos que se le descubren cada día al petróleo y subproductos. Se espera que la demanda en los próximos 15 años en el mundo aumente a razón de 7% anualmente. (1)

El futuro de los precios del petróleo depende de la cantidad de petróleo que se produzca y de la eficiencia de la producción. Es lógico que si se descubren nuevas técnicas, o se encuentran grandes campos fácilmente explotables, los costos de producción se reducirán y la cantidad de petróleo ofrecido en el mercado mundial puede aumentar ocasionando una baja de los precios.

Los expertos estiman que la demanda de petróleo en el mundo libre llegará en 1966 a 28.500.000 barriles por día, en comparación de 15.550.000 barriles que fue el consumo en 1956, o sea que habrá un aumento de consumo en el período de 13.000.000 de barriles por día.

Para mantener los precios actuales la producción tendrá que crecer paralelamente al aumento del consumo. Dicho incremento de la producción tendrá que originarse principalmente en regiones fuera de los Estados Unidos, pues se calcula que la producción norteamericana sólo podrá

(1) Resources for freedom (Paley Report).

OFERTA Y DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO — 1956 - 1966

(Se excluye Rusia y Satélites)

en miles de barriles por día.

<i>Oferta</i>	1956	1961	1966	<i>% de cambio entre 1956 y 1966</i>	
Canadá	470	750	1.300	+	176.6
México	253	400	550	+	117.4
Venezuela	2.457	3.500	4.500	+	83.2
Estados Unidos	7.939	9.600	11.000	+	38.6
Colombia	120	160	240	+	100.0
Otros países					
Americanos	253	340	510	+	101.1
Total países Americanos	11.492	14.750	18.100	+	57.5
Medio Oriente	3.448	5.125	8.600	+	149.4
Lejano Oriente	402	550	700	+	74.1
Otros Países	237	300	600	+	153.2
Total países Orientales	4.087	5.975	9.900	+	142.2
Total excluyendo Rusia y satélites	15.579	20.725	28.00	+	79.7
DEMANDA					
Estados Unidos	8.757	11.200	14.300	+	63.3
Otros países, excluyendo Rusia y satélites	6.793	9.825	14.200	+	109.0
TOTAL	15.550	21.025	28.500	+	83.3

aumentar en 3.000.000 de barriles diarios. Para poder atender ese aumento de la demanda habrá necesidad de hacer inversiones por 130 mil millones de dólares, alcanzando en 1966 las inversiones por año la fabulosa suma de 16.6 mil millones a los costos actuales.

Con frecuencia se comenta desfavorablemente el hecho de que los precios internos de productos del petróleo se regulen por los precios externos del mismo. Si una parte considerable de la producción colombiana se coloca en el exterior; si una parte considerable (70%) de los costos de producción del petróleo son en divisas internacionales y si las inversiones del petróleo en su totalidad son capital importado, es apenas lógico que los precios internos se regulen por los precios externos.

Todo producto objeto de comercio internacional regula sus precios al nivel más alto que encuentra en el mercado externo, a menos que se implante un sistema de subsidio o de controles artificiales. En Colombia, aun en el caso del café, en donde los costos en su casi totalidad son en pesos colombianos, hasta hace pocos meses los precios internos se regulaban por los internacionales. Si el café subía en el exterior, en el interior también sufría alza proporcional. Sólo ahora debido a la superproducción del grano, el gobierno para fomentar el consumo interno está subsidiando los precios en el mercado nacional. Al considerar el precio del petróleo debe tenerse en cuenta que la mayoría de las inversiones directa o indirectamente se efectúan en divisas extranjeras, ya que las empresas petroleras no tienen pesos y para obtenerlos necesitan cambiarlos por moneda extranjera. Así, para recuperar su capital y sus rendimientos necesitan relacionarlos a divisas extranjeras y no a moneda local.

Suponiendo que al petróleo se le aplicara el régimen usual de otras industrias con capital extranjero, la situación no cambiaría puesto que los costos de explotación continuarían siendo en dólares, y en dólares se fijarían sus precios.

No obstante la mecánica sobre precios internacionales indicada, en la actualidad la gasolina en Colombia se comercia a uno de los precios más bajos del mundo. Ello se debe en gran parte a que en casi todos los países el impuesto a la gasolina es una fuente apreciable de ingresos destinados a financiar vías de comunicaciones. En el cuadro a continuación se señala el precio de la gasolina en varias ciudades del mundo. (Véase cuadro N° 23).

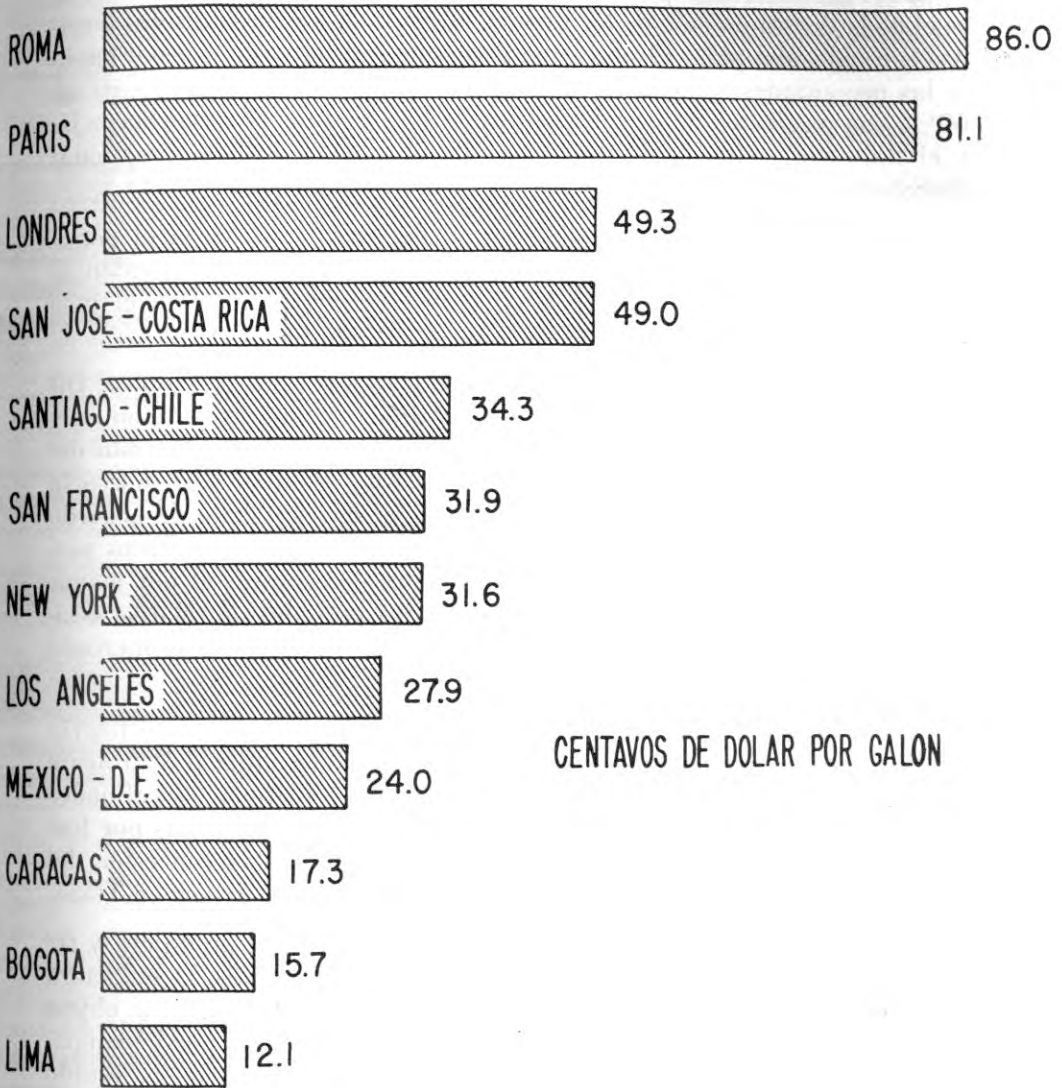
Se puede observar que en Bogotá se expende gasolina a uno de los precios más reducidos del mundo y ello se debe en gran parte a que el país produce todo el petróleo necesario para abastecer las refinerías in-

PRECIOS DE GASOLINA EN ESTACIONES DE SERVICIO

<i>Precios en Ciudades Americanas</i>	<i>Centavos de dólar por galón</i>		
Junio de 1958			
New York.....	31.6 galón	84	Octanos
Baltimore	29.9 "	"	"
Atlanta..	31.9 "	"	"
Detroit	29.1 "	"	"
Houston	28.9 "	"	"
San Francisco	31.9 "	"	"
Los Angeles	27.9 "	"	"
Búfalo..	28.7 "	"	"
<i>Precios en otras Ciudades</i>			
Enero 1958			
Londres	49.3 galón	84	Octanos
París...	81.1 "	"	"
Roma	86.0 "	"	"
S. José (Costa Rica)	49.0 "	"	"
Guatemala	36.5 "	"	"
Caracas..	17.3 "	"	"
Santiago (Chile)..	34.3 "	"	"
Buenos Aires	17.8 "	74	"
(1) Lima	12.1 "	77	"
Canadá	40.0 "	84	"
México D. F.	24.0 "	"	"
<i>Precios en Colombia - Mayo de 1959</i>			
(Tasa de cambio: \$ 6.10 por US\$ 1.00)			
Bogotá	15.7 galón	84	Octanos

(1) En julio de 1959 experimentó un alza que la colocó por encima de Bogotá, Caracas y Buenos Aires. (US\$ 0.1875.)

Precios de Gasolina en Estaciones de Servicio - 1958



CENTAVOS DE DOLAR POR GALON

* En julio de 1959 experimentó una alza que la colocó por encima de Bogotá y Caracas (US\$ 0.1875).

temas las cuales están actualmente en capacidad de producir toda la gasolina que demanda el mercado.

Por considerarlo de interés, a continuación transcribimos apartes del informe del presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos sobre el tema de los precios:

“*Los Precios.* Tema que ha sido objeto de frecuente discusión pública, es el de la determinación de los precios internos de los combustibles líquidos refinados del país. El problema tiene especial importancia, por cuanto las necesidades nacionales se abastecen en parte, más o menos en un 60%, con productos de la refinería de la Empresa en Barrancabermeja, y el resto con los de la de Cartagena, de propiedad de la International Petroleum (Colombia) Ltda.

“Nuestra legislación establece libertad de exportación para el petróleo, con la excepción desde luego, de las regalías que corresponden al Gobierno, y que éste puede opcionalmente exportar o dejar en el país para su refinación.

“Durante la explotación de la concesión De Mares por la Tropical Oil Co., la refinería de Barrancabermeja sólo producía una proporción muy pequeña de los combustibles líquidos que consumía el país. El resto del consumo se abastecía con productos importados —en su gran mayoría del Perú y la Zona del Caribe— y los precios se regulaban, de acuerdo con el contrato de concesión, por el mercado de Nueva York. Estos precios equivalían sensiblemente a los resultantes de compras al por mayor en la costa del Golfo de México, y durante los períodos de relativa estabilidad cambiaría, no dieron lugar a bruscas oscilaciones en el mercado interno.

“Es de observar que en el contrato de administración de la refinería de Barrancabermeja, actualmente vigente con la International Petroleum (Colombia) Ltda., se estipula que los precios de los productos refinados serán los que rigen en la costa del Golfo de México, para ventas por lote mínimos de 20 mil barriles. En el contrato que regula la concesión del Catatumbo, los precios son los de la refinería de Puerto Arturo en Texas.

“Pero aún en el supuesto de que la Empresa nacional produjera y refinara la totalidad de los combustibles que requiere el país, la seductora tesis de la independencia del sistema de precios, tendría que ser objeto de cuidadosa meditación y estudio. Efectivamente, ella no puede compaginarse con el régimen legal de libertad de exportación que ha venido predominando en el país, y que constituye uno de los halagos que brinda nuestra legislación a la entrada de capitales extranjeros.

“La industria del petróleo requiere para su desarrollo considerables capitales, cuya cuantía sobrepasa la capacidad ordinaria del mercado financiero nacional. Además, una parte apreciable de estos capitales debe invertirse en equipos comprados con divisas extranjeras, cuya disponibilidad es escasa. Parece pues una sana política la de continuar favoreciendo la venida de capitales foráneos vinculados a esta industria, máximo cuando las nuevas fuentes de energía que se desarrollan en el mundo, hacen pensar que dentro de algunas décadas el petróleo puede llegar a perder parte de la importancia que hoy tiene en todos los órdenes de la vida moderna.

“Por otra parte, y desde el punto de vista de la estabilidad financiera de la Empresa, hay que tener presente que una reducción en los precios de los combustibles —que seguramente no llegaría a todos los consumidores nacionales— debilitaría la capacidad de ésta para desarrollar su producción, y ampliar sus instalaciones de refinación y transporte. Una sana y prudente política de previsión aconseja, por el contrario, imponer al consumidor de combustibles un pequeño esfuerzo adicional a fin de capacitar la Empresa para realizar —dentro de un período de tiempo razonable— el ideal de llegar a abastecer con su propia producción la totalidad del petróleo que requiere el consumo nacional.”

CAPITULO XI

El Mercado del Petróleo en Colombia

El incremento de la demanda de petróleo y de sus derivados en Colombia mantuvo una de las tasas más altas del mundo hasta 1956. En 1953 y 1954 el aumento fue del 18% al año. La razón reside en la crecida importación de vehículos al país en dicho período y los precios tan reducidos de los combustibles derivados del petróleo.

La Cepal en su informe de 1955 indicó que el consumo de gasolina en Colombia, con relación al ingreso nacional, era uno de los más altos del mundo, y lo mismo sucedía con relación al resto del consumo de energía.

Teniendo en cuenta el hecho de que, debido a las dificultades de la balanza de pagos, la importación de vehículos automotores se reducirá considerablemente en los próximos años, y estimando las demás condiciones que influirán sobre la demanda de petróleo y sus derivados, se ha elaborado un cuadro que es ilustrativo. (Véase Cuadros Nos. 24 y 24-A adjuntos).

Por considerarlo de interés, nos permitimos insertar a continuación algunos comentarios de la Cepal sobre la situación del petróleo colombiano y sus perspectivas. Dichos comentarios fueron escritos en 1955, y todavía no incluían la instalación de la refinería de Cartagena con lo cual el país se ha colocado prácticamente en posición de refinar todos los productos para su consumo, y tampoco consideraron las perspectivas de aumento que ha tenido la producción de petróleo en los últimos años, que de 39.9 millones de barriles en 1954 ha pasado a 46.8 millones en 1958 y se espera llegue a casi 50.0 millones en 1959. Así mismo no se conocía la producción de la Concesión del Campo Cicuco que promete ser uno de los más halagadores.

El petróleo es el segundo producto importante de exportación colombiana. Entre 1927 y el comienzo de la Segunda Guerra Mundial es raro el año en que no representó más del 20 por ciento del valor de las expor-

taciones, y en 1940-41 la proporción fue superior al 30 por ciento. En años más recientes, sin embargo, la proporción de las exportaciones de petróleo ha fluctuado entre el 15 y 16 por ciento y disminuyó hasta una cifra ligeramente superior al 11 por ciento en 1954, cuando las exportaciones de petróleo descendieron bruscamente y la venta de café aumentó de manera repentina. A pesar de todo, el petróleo es sin duda el principal producto colombiano que ofrece perspectivas importantes para la diversificación de las exportaciones del país. Según las proyecciones de la exportación consignadas en el presente estudio, la importancia relativa de este producto tenderá a recuperarse en el futuro.

La concepción optimista acerca de las perspectivas del petróleo se basa principalmente en el aumento previsto de la demanda del mercado mundial, que se espera aumente rápidamente a una tasa anual aproximada de 7% hasta 1975 inclusive. Aunque es razonable suponer que a la larga los mercados de exportación no plantearán un problema importante, hay otros factores que podrían limitar gravemente el incremento de las ventas de petróleo colombiano. En primer lugar, la política de Colombia consiste en satisfacer con la producción nacional una proporción tan importante como sea posible del consumo interno de combustible. Según la capacidad de refinación proyectada, se absorberá en 1960 una proporción cuantiosa de la producción total de petróleo, y si la demanda de combustible líquido continúa a partir de ese año según la tasa proyectada y ha de satisfacerse con suministros locales, la producción exportable puede ser gravemente limitada e incluso reducida. En segundo lugar, cualquier aumento importante en la producción de petróleo colombiano tendrá que provenir de nuevos campos petrolíferos que sólo recientemente empiezan a dar resultados, o de zonas que están en proceso de exploración. En resumen, las exportaciones dependerán principalmente del consumo interno futuro, de la capacidad para refinar petróleo y del éxito en la explotación de nuevos campos.

Las nuevas concesiones se han establecido en tres etapas que corresponden a los períodos de creciente actividad de inversiones de capital extranjero en petróleo. En la primera, inmediatamente antes de la guerra, se establecieron las concesiones Barco y Yondó, dos yacimientos que proporcionan actualmente más del 50 por ciento del petróleo producido en el país. Aunque la producción del yacimiento de Yondó ha aumentado a un ritmo mucho más rápido y es actualmente la concesión petrolífera más importante, el petróleo crudo de alta calidad producido por la concesión Barco es de especial importancia, pues abastecería a las refinerías del país de la materia prima que permitirá obtener el máximo de subproductos livianos, muy solicitados en Colombia. La segunda etapa de

inversiones del petróleo corresponde a los últimos años de la guerra y a los subsiguientes, y resultó en la fundación de tres nuevos yacimientos (El Difícil, Cantagallo y Guaguaquí). La producción de estas concesiones no ha aumentado con tanta rapidez como la de las dos antes mencionadas, aunque es especialmente halagador el reciente aumento en la producción de Guaguaquí.

Sub-Productos del Petróleo.

Además de los combustibles y lubricantes que son comúnmente conocidos, como gasolina, aceites, la refinación del petróleo da origen a múltiples materias primas que se utilizan para los más variados usos. Por ejemplo, el caucho sintético, los abonos, los plásticos, etc., se obtienen de subproductos de la destilación del petróleo. Es lo que constituye la llamada industria petroquímica.

En Colombia las refinerías actualmente producen todos los combustibles requeridos por el país, excepto pequeñas cantidades de gasolina de aviación. Se espera que para 1960 gracias a la planta de alquilización en Barrancabermeja, se acabe la necesidad de importar gasolina de aviación. Las instalaciones actuales están en capacidad de producir todas las necesidades del país para combustibles de jets.

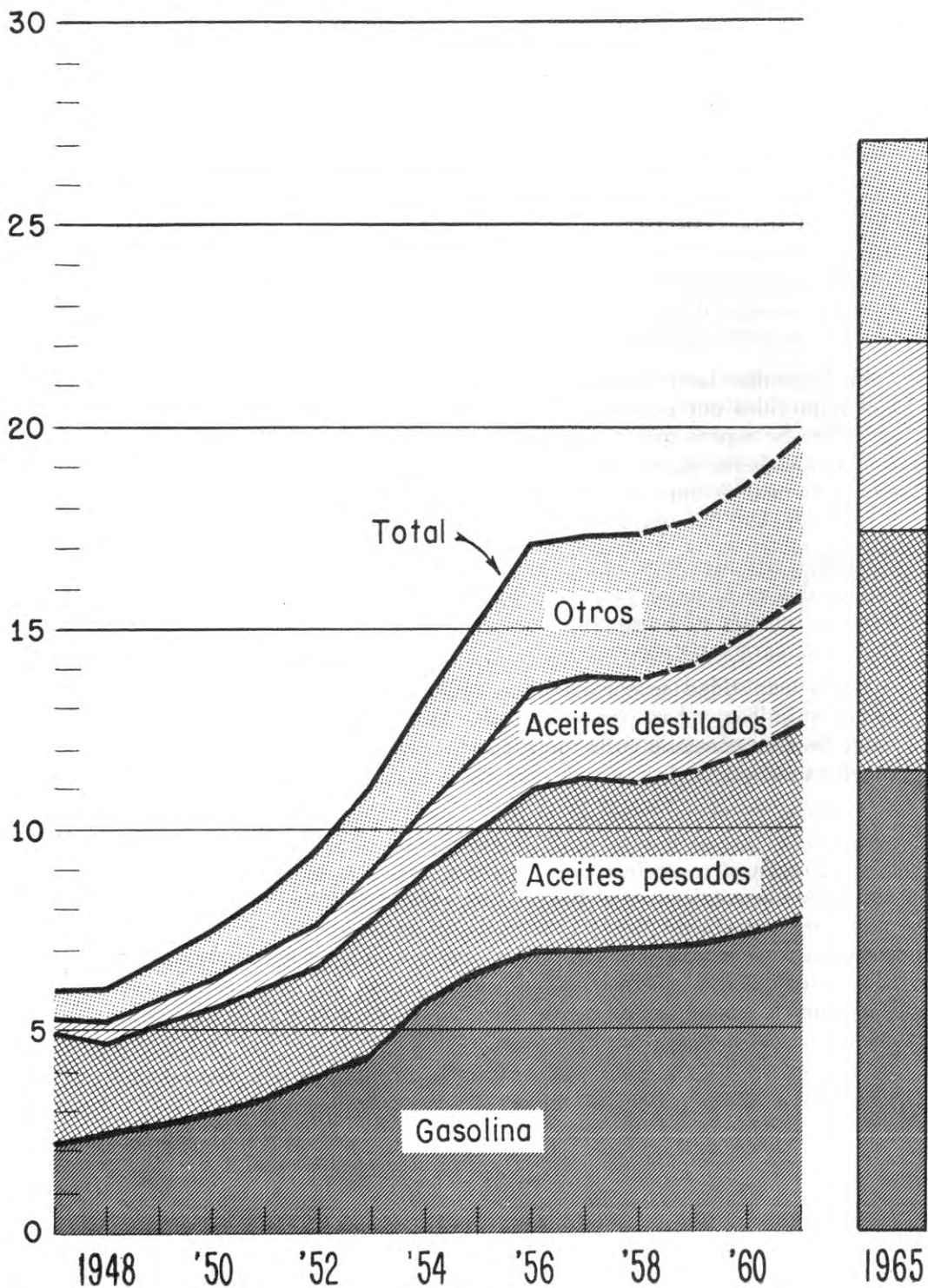
Ciertos artículos especiales, tales como solventes y lubricantes, no son producidos en el país, ya porque el costo del equipo requerido es muy alto con relación al consumo actual, o porque los crudos colombianos no tienen las características necesarias.

En la actualidad se encuentra en construcción una planta de fertilizantes químicos, y hay prospectos para instalar una planta de negro de humo de gran consumo en la industria de llantas y otras de plásticos y de caucho sintético.

Además, ya actualmente se utiliza como combustible el gas líquido que resulta del gas natural o de la destilación del petróleo. Sin lugar a dudas ningún otro combustible doméstico tiene las perspectivas del gas. Así mismo se comienza a utilizar el gas como combustible industrial y la planta de energía de Barrancabermeja se acciona con gas. En Tibú se instalará otra central para suministrar energía al Norte de Santander que consumirá gas. En la actualidad se adelantan estudios para localizar yacimientos de gas en la Sabana de Bogotá, que de encontrarse en cantidades comerciales, este descubrimiento podría causar una verdadera revolución económica seccional pues sería el combustible más barato tanto para usos domésticos como para usos industriales.

Consumo de Petróleo y Derivados en Colombia

MILLONES DE BARRILES



CONSUMO DE PETROLEO Y SUS DERIVADOS EN COLOMBIA - 1947 - 1965

(En miles de barriles)

A c t u a l e s

<i>Años:</i>	1947	1948	1949	1950	1951	1952
Gasolina de Aviación ..	225	267	281	375	392	391
Combustibles para Jets ..	—	—	—	—	—	—
Gasolina Motor	2.157	2.439	2.702	2.948	3.339	3.910
Otras Gasolinas	—	—	—	—	20	23
Solventes	18	27	31	41	43	47
Aceites Refinados	246	270	355	450	650	853
Aceites Destilados	419	559	652	727	873	991
Aceites Pesados	2.783	2.282	2.460	2.640	2.776	2.761
Aceites y Grasas	84	92	130	162	117	151
Asfaltos	128	139	163	120	119	171
Gas	4	8	22	37	50	58
Otros	—	11	1	—	42	85
TOTAL:	6.064	6.094	6.797	7.500	8.421	9.441
% Aumento Anual ..	—	0.5	11.5	10.3	12.3	12.1

<i>Años:</i>	1953	1954	1955	1956	1957
Gasolina de Aviación ...	433	479	514	562	525
Combustibles para Jets ..	—	5	—	12	14
Gasolina Motor	4.770	5.751	6.524	6.967	6.998
Otras Gasolinas	47	154	213	336	315
Solventes	59	69	81	94	104
Aceites Refinados	1.029	1.305	1.565	1.748	1.664
Aceites Destilados	1.223	1.543	1.934	2.371	2.488
Aceites Pesados	2.970	3.226	3.435	4.140	4.339
Aceites y Grasas	153	185	218	226	242
Asfaltos	239	249	338	392	358
Gas	71	88	126	172	197
Otros	153	185	218	226	242
TOTAL:	11.136	13.182	15.074	17.125	17.364
% Aumento Anual ...	18.0	18.4	14.4	13.6	1.4

CONSUMO DE PETROLEO Y SUS DERIVADOS EN COLOMBIA - 1947 - 1965

(En miles de barriles)

E s t i m a d o

Años:	1958	1959	1960	1961	1965
Gasolina de Aviación	544	557	566	570	623
Combustibles para Jets	14	25	44	60	175
Gasolina Motor	7.008	7.086	7.316	7.717	11.400
Otras Gasolinas	343	363	384	407	431
Solventes	102	107	113	121	174
Aceites Refinados	1.518	1.500	1.516	1.556	1.905
Aceites Destilados	2.577	2.662	2.878	3.132	4.783
Aceites Pesados	4.207	4.372	4.646	4.888	5.880
Aceites y Grasas	244	253	264	281	422
Asfaltos	357	357	361	365	381
Gas	254	300	349	398	670
Otros	135	153	174	198	216
TOTAL:	17.303	17.735	18.611	19.693	27.060
% Aumento Anual	(0.4)	2.5	4.9	5.8	8.5

El aporte de la industria petrolera a la
economía colombiana/Miguel Fadul, Enrique
Peñalosa

338.209861 F146a Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002229

BIBLIOTECA