

Petróleo, jugo de la tierra

Juan Pablo
Pérez Alfonso



Fundación Editorial



el perroy larana

Colección

**Juan Pablo
Pérez Alfonso**

Serie: Era petrolera



Petróleo, jugo de la tierra

Fundación Editorial



elperroy larana

© Fundación Editorial El **perro** y la **rana**, 2017 (digital)
© Juan Pablo Pérez Alfonzo

Centro Simón Bolívar,
Torre Norte, piso 21, El Silencio,
Caracas - Venezuela, 1010.
Teléfonos: (58-0212) 7688300 - 7688399

Correos electrónicos:

atencionalescritorfepr@gmail.com
comunicacionesperroyrana@gmail.com

Páginas web:

www.elperroylarana.gob.ve
www.mincultura.gob.ve

Redes sociales:

Twitter: @perroyranalibro
Facebook: Fundación Editorial Escuela El perro y la rana

Diseño de la colección:

Zonia García C.

Edición al cuidado de:

Obando Flores
Zonia García C.
Germán Ramírez

Hecho el Depósito de Ley
Depósito legal DC2017002971
ISBN: 978-980-14-3412-2

La colección Juan Pablo Pérez Alfonzo

Esta biblioteca reúne obras que abordan dos conjuntos de temas y problemas, que aunque están íntimamente relacionados, se pueden separar para fines analíticos:

Por una parte, lectoras y lectores encontrarán textos que se refieren a la historia de las luchas en pro de alcanzar, como país, soberanía plena sobre nuestro recurso básico. Luchas que se iniciaron –de diversas formas, con variados protagonistas y desde diversos ámbitos– al comienzo mismo de la explotación petrolera, pasando por el proyecto modernizador de Medina Angarita, las reiteradas traiciones y entregas del puntofijismo, hasta su radicalización con la llegada de la Revolución Bolivariana, y en particular con la retoma de Pdvsa y la promulgación por parte del presidente Chávez de la Ley Orgánica de Hidrocarburos en 2006. También dentro de este orden, se ofrecen publicaciones que estudian la histórica pugna de la OPEP contra las transnacionales del petróleo y los intereses imperiales; los debates y problemas que ha planteado y seguirá planteando la propiedad pública de los recursos del subsuelo; así como los peligros y amenazas que ha enfrentado, y de seguro seguirá enfrentando, la soberanía petrolera.

Por otra parte, la biblioteca agrupa textos que abordan la cuestión, actual y urgente, de la reconfiguración de nuestra economía para romper la dependencia con el petróleo y usar los ingresos provenientes de su explotación y comercialización en un desarrollo nacional que respete la ecología y el bienestar de nuestro pueblo. Se trata de contribuir, desde el ámbito editorial, a la necesaria superación tanto del llamado *rentismo* como de la *cultura del petróleo*, para lo cual es de suma importancia tener presente el problema del origen y destino del ingreso petrolero, es decir, cómo se capta tal ingreso y cómo se distribuye de manera productiva, equitativa y socialista.

Petróleo, jugo de la tierra

Juan Pablo Pérez Alfonzo

Colección

**Juan Pablo
Pérez Alfonzo**

Serie: Era petrolera

Prólogo

Este libro aparece en época oportuna. Contra la política petrolera del Gobierno democrático de Venezuela trabajan de consuno las fuerzas de los intereses foráneos y las que se mueven dentro de la nación para frustrarle el porvenir a nuestro pueblo, comprometiéndose en el festín de un día la pródiga riqueza del subsuelo.

Juan Pablo Pérez Alfonzo, autor de la obra, analiza en forma descarnada el proceso de las concesiones petroleras en Venezuela, su estado actual, las perspectivas para el futuro y los riesgos que corremos, si por imprevisión o deliberado propósito de entrega, reabrimos una subasta de tierras petrolíferas, permitimos la inmoderada explotación para vender petróleo a precios viles, resolviendo problemas económicos transitorios para crearle miserias a las generaciones que vendrán. Se analizan en el libro también todo el proceso de las exploraciones, el señalamiento de las cuencas y subcuencas sedimentarias, determinando su extensión y la diferencia entre éstas y las petroleras propiamente dichas.

El petróleo es riqueza perecedera, advierte Juan Pablo Pérez Alfonzo, y ello nos obliga a administrarlo con prudencia, porque está en nuestro interés de país subdesarrollado utilizarlo en forma acompasada, para ir provocando nuestro desarrollo económico, social y político. El interés de las empresas conspira casi siempre contra el básico nuestro, pues, al ritmo actual, le quedan veintitrés años para agotar las fuentes. Si ese ritmo se acelerara, más rápidamente recobrarían la inversión, con mayores utilidades, no obstante que pudieran bajar los precios, porque sus mayores utilidades las obtienen, no de

la venta del crudo sino de la refinación y del laboreo de los derivados, operaciones en las cuales no participan los países productores.

Demuestra el doctor Pérez Alfonzo que la única política justa para Venezuela, hoy y mañana, como lo hubiera sido ayer, es la de no entregar en concesiones ninguna parte de las cuencas sedimentarias, donde posiblemente se localice petróleo; vigilar los mercados y los precios, mediante las regulaciones existentes y las que aconsejare el desarrollo de la industria.

Trae este libro, como apéndice, el memorándum que en 1954 dirigiera Juan Pablo Pérez Alfonzo, desde Washington, en dramáticos momentos para la vida de nuestro país, a los personeros de la última dictadura que padecemos. Ese memorándum, que se publica ahora por primera vez, es la obra de un estudioso de la cuestión petrolera; también es el alerta de una conciencia vigilante, de un patriota al servicio de su pueblo, pero que la dictadura no podía escuchar ni seguir porque ello hubiera conspirado contra sus intereses, contrarios al interés fundamental de nuestro país.

Alguien observaba que falta en Venezuela una conciencia sobre el problema petrolero, no solo en la masa, sino aun en las capas medias de nuestra población. Ello es cierto, por tal razón el libro *Petróleo, jugo de la tierra*, puede comenzar esa obra de formación y esclarecimiento de la conciencia vigilante del venezolano acerca de la realidad de nuestro subsuelo, que es, además, presente y porvenir de la nacionalidad.

Caracas, 2 de enero de 1961.

Derechos de explotación y concesiones de petróleo

La situación en Venezuela

Consideraciones generales

En 1959 no se otorgaron concesiones petroleras y se tienen fundadas esperanzas de que no se volverán a otorgar más en Venezuela. El Gobierno Constitucional tiene esta política firmemente definida. Cuando en 1946 el pueblo se dio por primera vez un Gobierno democrático, eligiéndolo por votación directa y universal, se examinó cuidadosamente la situación creada por el desarrollo de la industria petrolera en la vida económica del país y desde entonces se llegó a la conclusión de que no convenía al interés nacional dar nuevas concesiones.

Esta línea política le fue propuesta al Congreso de 1948 en la Memoria presentada por el Ministro de Fomento, a quien entonces correspondía la materia, y a quien precisamente hoy corresponde presentar esta exposición como Ministro de Minas. En esa oportunidad la cuestión fue expresamente debatida, por lo que la abrumadora aprobación que recibió la política de *no más concesiones* tuvo significación importante. Lamentablemente, poco después, el Gobierno Constitucional del Presidente Gallegos fue derrocado, iniciándose la larga dictadura que todos conocen. Sin embargo, la voluntad de no dar concesiones, manifestada legítimamente por el pueblo, sirvió de muro de contención para evitar la inmediata entrega de la restante riqueza petrolera nacional, pese a las inmediatas gestiones de ventas realizadas por el Gobierno usurpador. Los compradores prefirieron abstenerse por el riesgo de los vicios de la autoridad del oferente y por la actitud alerta y combativa de los grupos democráticos en el exilio y en la clandestinidad.

Fue necesario el transcurso de los años que dieron una apariencia de estabilidad al Gobierno usurpador, aunado al hambre de reservas de petróleo de una industria que ve cada día expandir la demanda mientras constante e irremediamente se contraen las reservas limitadas que tiene el mundo, para que unos cuantos se decidieran a tratar de adquirir las concesiones ofrecidas en 1956-1957.

Se vendieron entonces a buen precio 823.143 hectáreas que suministraron un ingreso fiscal extraordinario de 2.189 millones de bolívares a la barahúnda administrativa de la dictadura. Inmediatamente después de sancionada la Ley de Hidrocarburos de 1943, no obstante que el Gobierno otorgó 9.271.622 hectáreas, obtuvo por ellas solamente unos 219 millones de bolívares: es decir, que para más de diez veces la extensión de concesiones el Estado recibió diez veces menos ingresos. Esto significa que, pese a la irresponsable administración de la dictadura, se obtuvo cien veces más, como consecuencia del simple correr del tiempo sin otorgar concesiones. Los trece años en que se mantuvo la política de no concesiones dieron tiempo para que el mercado de este codiciado artículo siguiera su curso natural de escasez, provocando el consiguiente encarecimiento. En 1943 se recibieron Bs. 23,70 por hectárea y en cambio la pasada dictadura obtuvo Bs. 2.659,80 por hectárea. Se obtuvo el resultado señalado no obstante que actuaba en el país una dictadura cuya incapacidad y falta de voluntad eran muy desfavorable para la defensa de los intereses nacionales. Esta mención tiene el significativo objeto de llevar a la conciencia de los venezolanos la creciente valorización e importancia de su principal riqueza, el petróleo, por el constante aumento de la demanda que conlleva una constante disminución de las posibilidades petrolíferas de la Tierra.

Pero además del curso natural de la historia del petróleo, que llevará a tildar de bárbaros e irresponsables a quienes quemaban en máquinas de bajo rendimiento tan valiosa sustancia orgánica almacenada por la naturaleza, también hay múltiples razones que pesan en favor de la resolución de no dar concesiones.

Cuencas sedimentarias

Cuestión primordial que todo venezolano debe conocer, puesto que vive en un país petrolero, es que los hidrocarburos que se están extrayendo del subsuelo en los lugares del territorio nacional donde se ha logrado encontrarlos, provienen de la descomposición de organismos que vivieron hace millones de años.

Se discute cuál será el proceso de descomposición y transformación de los restos orgánicos, pero se está de acuerdo entre los geólogos que las aguas acumularon esos restos al mismo tiempo que se fue sedimentando sucesivamente arena y fango durante muchísimo tiempo. Tanto tiempo como para que el petróleo no se encuentre sino en formaciones que van del plioceno al cámbrico, lo cual demuestra que el petróleo más reciente tiene por lo menos diez millones de años y llega hasta los quinientos millones.

El petróleo no se encuentra, pues, en todas partes, ni se puede producir de un día para otro. Recientemente el importante científico, doctor Frite W. Went, en *Proceedings of the National Academy of Sciences*, creía posible que la bruma azulada producida por las plantas durante las temporadas de calor fuera petróleo en formación. Puede que sea cierto, como lo es la comprobación de trazas de petróleo en depósitos sedimentarios del delta del Orinoco o del Golfo de México. Es muy importante el conocimiento de todos estos hechos porque tienden a facilitar la búsqueda del petróleo comercial, que hasta ahora solamente lo es el almacenado hace millones de años. Aun cuando se esperen nuevas acumulaciones por miles de años, téngase la seguridad de que la cantidad no hará funcionar ninguna máquina. Por ello es preciso estar conscientes de que, barril que se extrae de las entrañas de la tierra¹, es barril que se resta a las existencias de este maravilloso don de la naturaleza, distribuido en un proceso de siglos en señaladas regiones.

De la influencia de la sedimentación en la formación del petróleo resulta la importancia de reconocer cuáles son las cuencas

1 En México y otras partes se llamó al petróleo “jugo de la tierra”.

sedimentarias en que puede haber ocurrido el proceso. Una cuenca sedimentaria no es garantía de yacimientos petrolíferos, pero significa posibilidades que vale la pena explorar, puesto que los yacimientos encontrados están en cuencas sedimentarias. No obstante, la importancia que siempre se debió dar a las cuencas sedimentarias de un país como Venezuela, fue solamente en 1947 cuando se hizo el primer intento de identificarlas y de estimar su extensión. Se dijo entonces que “de las 91.205.000 hectáreas de extensión del territorio nacional, se estima que unos 25 millones tienen posibilidades petrolíferas”, refiriéndose a “tres grandes cuencas sedimentarias con caracteres geológicos como para servir de almacén a enormes reservas petrolíferas”.²

Desde entonces adelantaron muy poco los trabajos serios que permitieran un conocimiento razonable de las cuencas sedimentarias del país. Ni sus límites y extensiones, ni siquiera las denominaciones llegaron a establecerse, con relativa seriedad. Se comenzó a hablar de “cuenas petrolíferas” identificándolas falsamente con regiones con petróleo, causando grave perjuicio, cuando de lo que se trata es de simples posibilidades, excluyendo las regiones fuera de esas cuencas porque en ellas no existen tales posibilidades. Lo que se hizo fue publicar oficialmente un Mapa Petrolero donde se destacan cuatro “cuenas petrolíferas”, denominándolas al capricho y fijándoles extensiones con parecida irresponsabilidad. Se ven allí las cuencas Zulía-Falcón, Barinas, Oriente y Tuy-Cariaco, con las respectivas superficies de 105.000; 87.000; 144.000 y 18.000 kilómetros cuadrados, que hacen un total de 354.000 kilómetros cuadrados, es decir, allí se muestran los 35 millones de hectáreas “petrolíferas”, mencionadas con el propósito inconsciente o planeado de hacer ver cuán abundantes son las tierras petrolíferas que aún conserva el país, excluidas las concesiones en poder de la industria petrolera.

La verdad es que, verificadas por la Dirección de Geología las superficies de las supuestas “cuenas petrolíferas”, ninguna cantidad

2 Memoria del Ministerio de Fomento, 1947. XIV y XV. En aquella oportunidad se denominaron las cuencas: Maracaibo, Orinoco y Apure.

resultó igual a las marcadas en el mapa, ni con el promedio de los resultados, por ninguno de los métodos empleados en la medición. En todos los casos fue inferior en más de un millón de hectáreas, aun incluyendo la plataforma continental.

Con parecido desparpajo se procedió a elevar la superficie de las “cuencas petrolíferas” cuando se juzgó más conveniente una mayor cifra, para justificar así la violación de la política fijada de no dar nuevas concesiones. Según la Memoria de 1956 los 35 millones de hectáreas de “cuencas petrolíferas” se elevan a 40 millones de hectáreas.

Por todas estas razones se pidió a la Dirección de Geología encarar el problema para unificar conceptos y constatar la múltiple y variada información que se tiene. Ello aclarará las ideas sobre lo que debe entenderse por cuencas sedimentarias actuales del país y sobre las mayores o menores perspectivas petrolíferas que pueda tener. Todo irá haciéndose a la luz del día y sin secretos, porque no hay sino un solo dueño de todo el petróleo descubierto y por descubrir: el pueblo de Venezuela, que tiene derecho a saber lo que posee. Como, además, no se darán concesiones, se precisa solamente conocer la verdad y no determinar perspectivas de una u otra clase.

Después de oír en consulta al Organismo Permanente del Léxico Estratigráfico, no obstante que el asunto queda fuera de su competencia, lo primero logrado fue un acuerdo sobre una denominación oficial para las cuencas y subcuencas conocidas, con base en una amplia bibliografía. La recomendación es la siguiente:

Cuencas		Subcuencas
I	Golfo de Venezuela	Goajira
II	Maracaibo	
III	Falcón	Aroa
IV	Apure	Barinas
V	Cariaco	Tuy Cubagua

VI	Oriente	Guárico Maturín Golfo de Paria
----	---------	--------------------------------------

La discusión de denominación de cuencas y subcuencas llevó consigo la de determinar en el mapa del territorio nacional las cosas mismas que se trataba de identificar. Así quedó dibujado un mapa de cuencas sedimentarias, comprendidas bajo los límites que se consideraron más de acuerdo con los conocimientos aceptados como ciertos por los geólogos que intervinieron en la demarcación. Desde luego ha de entenderse que tales demarcaciones son simples tentativas, que se irán corrigiendo y ajustando. A medida que nuevos datos o informaciones lo requieran se modificarán las demarcaciones, dejándose constancia razonada de las causas que determinen las modificaciones. Mientras no se realicen cambios razonados la denominación y demarcación oficiales de cuencas y subcuencas serán las que constan del plano a que se ha hecho mención, el cual se distribuyó a todas las Direcciones del Ministerio, a las compañías petroleras y a las Escuelas de Geología y de Petróleo (Anexo I).

La superficie aproximada de las cuencas sedimentarias demarcadas conforme al procedimiento señalado anteriormente resultó ser de 495.880 kilómetros cuadrados. Es decir, casi 50 millones de hectáreas. Con este trabajo no habrían tenido que elevarse imaginariamente las cantidades que interesaba utilizar. Pero falseado el concepto de cuenca sedimentaria por el de cuenca petrolífera no se hacía otra cosa que continuar la vía de la irresponsabilidad, sin cambiar por ello verificaciones o comprobaciones.

¿Parecen mucho 50 millones de hectáreas de cuencas sedimentarias? Es una cantidad doble de la primera estimación hecha en 1947, y es una cuarta parte mayor a la acomodaticia cantidad de 40 millones de hectáreas “petrolíferas” de 1956. A partir de la primera estimación de 1947 se agregaron las cuencas del Golfo de Venezuela y de Cariaco, así como la subcuenca del Golfo de Paria y la plataforma continental. Al mismo tiempo, los trabajos e investigaciones realizados señalaron extensiones mayores en las otras cuencas. A la pregunta de cuál es el alcance de todo esto en materia de petróleo se responde claramente. Significa poco. Pero será preciso repetir esta respuesta muchas veces

para borrar toda idea de que una cuenca sedimentaria es una cuenca petrolífera. Significa que la superficie negativa del territorio del país que no cuenta para este “jugo de la tierra”, será inferior, se habrá retraído hacia su inmenso centro de complejo basal precámbrico en las grandes extensiones del escudo guayanés. No hay en este posibilidades de petróleo; en cambio ofrece sus riquezas de minerales metálicos y diamantes, ya comprobados en extraordinarios depósitos de hierro, y en un potencial de energía hidráulica que en las cantidades ya comprobadas excede también cuanto se había imaginado.

La extensión terrestre y la plataforma continental del planeta no presentan iguales posibilidades de contener yacimientos petrolíferos en todas y cada una de sus partes. El primer descarto realizado es el de las extensiones que no constituyen cuencas sedimentarias: el petrolero busca estas cuencas. Pero solo para comenzar sus exploraciones. De aquí resulta sin sentido intentar comparaciones de las extensiones territoriales de unos países o regiones con otros sin realizar antes el primer descarte evidente. No puede hacerse una comparación relativamente válida oponiendo extensiones de rocas ígneas o metamórficas³ a extensiones de rocas sedimentarias, cuando se sabe que es en estas donde normalmente existen posibilidades de encontrar el petróleo. En toda la superficie de tierra firme del planeta solamente un 40 por ciento lo constituyen rocas sedimentarias⁴. Y como es fácil comprender, la distribución no es pareja por todas las regiones. Según la estimación anterior, los 50 millones de hectáreas de Venezuela, que representan algo más de la mitad de todo el territorio, significa mayor participación que otros países en la distribución de rocas sedimentarias. Pero seguramente algunas regiones, como la del Medio Oriente o la del Estado de Texas, tienen aun mayor proporción de extensiones de rocas sedimentarias que de rocas ígneas o metamórficas.

3 Sostienen algunos que cuando estas rocas son porosas pueden recoger petróleo emigrado de rocas sedimentarias. Pero tal cosa es la excepción de la excepción.

4 Erich W. Zimmermann, *Recursos e Industrias del Mundo*. Fondo de Cultura, México, 1957, pág. 465.

Probablemente Texas, con una extensión general de 69 millones de hectáreas, cuente con más de los 50 millones que tiene Venezuela, pese a que la extensión de nuestro país es una tercera parte mayor que la de Texas. Pero lo seguro es que, aun cuando tengamos menos cuencas sedimentarias, tendremos en definitiva, más petróleo, de mayor producción por pozo y de más variadas y mejores calidades⁵.

Áreas petroleras

Para precisar mejor los conceptos conviene clasificar y analizar señalando las distinciones que permiten llegar a los hechos⁶.

Resulta claro que dentro de los límites de las cuencas sedimentarias se encuentran las concesiones vigentes que tiene la industria petrolera y son las áreas que ellas ocupan las que se denominan áreas petroleras. Mientras en las cuencas sedimentarias existen solo posibilidades, como anteriormente se menciona, en las áreas petroleras las probabilidades son tanto mayores cuanto lo hayan podido precisar los trabajos geológicos y geofísicos realizados en ellas. Cuando es solicitada la concesión de un área determinada, alguna información geológica o geofísica sirve de base a la decisión. Luego los trabajos de exploración complementarios, desde estudios geológicos más completos hasta las investigaciones geofísicas en sus diferentes formas, van permitiendo seleccionar, cada vez con mayor precisión, las mayores probabilidades de cada concesión. De aquí resulta una gran diferencia entre las cuencas y las áreas bajo concesión, especialmente cuando al pasar más tiempo en poder de los interesados,

5 Bien pudiera parecer jactancia lo dicho, pero los números aun lo indican. No sólo en productividad por pozo excede Venezuela a Estados Unidos y a Texas. También son mayores a las de Texas las reservas probadas para fines de 1959, en un 13,5 por ciento, y ese año la producción fue mayor un 7,7 por ciento.

6 Para evitar errores, aclarar ideas falsas y romper los cuatro ídolos señalados por Bacon, precisa seguir las indicaciones de este, que decía: "Solamente nos queda un método para hacerlo que consiste simplemente en esto: debemos conducir a los hombres a los hechos mismos, y a sus series y ordenadas; mientras por su parte los hombres deben esforzarse durante un tiempo en dejar a un lado sus opiniones y comenzar a familiarizarse con los hechos".

terminan estos todos los trabajos de exploración que preceden a la perforación. Las áreas así seleccionadas pueden considerarse petroleras hasta la prueba contraria que determinaría su abandono.

Por las razones anteriores, es posible que anualmente disminuya alguna porción de las áreas petrolíferas, por las caducidades y renunciaciones de las áreas desechadas. De otra parte, es razonable considerar aumentadas las probabilidades de las áreas de concesiones vigentes, por las cuales se paga un impuesto superficial que es de 5 a 30 bolívares por hectárea, según la ley y los años de vigencia.

Después de determinarse las cuencas, que no serán modificadas hasta tanto lo impongan los conocimientos que se adquieran, se procedió a clasificar las concesiones vigentes en cada cuenca para saber lo que se tiene en cada extensión sedimentaria del país. La jurisdicción política empleada hasta ahora crea cierto orden político, pero sin proyecciones en el asunto de que se trata: el petróleo. O con proyecciones erradas como la de establecer una relación entre la extensión de las concesiones y la extensión general de Venezuela. De dicha clasificación resulta la siguiente distribución:

Cuencas y subcuencas	Concesiones Vig. 31-12-58 (Ha.)	Reingresos 1959 (Ha.)	Concesiones Vig. 31-12-59 (Ha.)
Golfo de Venezuela	100.000	58.000	42.000
Goajira	0	0	0
Maracaibo	1.579.000	48.000	1.531.000
Falcón	172.000	15.000	157.000
Aroa	0	0	0
Apure	563.000	225.000	338.000
Barinas	479.000	183.000	296.000
Cariaco			
Tuy	0	0	0
Cubagua			
Oriente			
Guárico	1.234.000	38.000	1.196.000
Maturín	2.019.000	8.000	2.011.000
Paria	86.000		86.000

Fuera de cuenca	119.000	22.000	97.000
Totales	6.351.000	597.000	5.754.000

Relación entre cuencas y áreas petroleras

El cuadro anterior reinicia el trabajo comenzado en 1947 tendente a relacionar las cuencas con las áreas de concesiones vigentes, que se denominarán “áreas petroleras”, por las razones y con el sentido antes explicado. Lo primero que resalta es la disminución ocurrida durante el año de 1959. Comienza el año con 6.351.000 hectáreas para luego disminuir 597.000, terminando el año con 5.754.000 hectáreas. Ello no es más que el proceso natural que sigue a un período de concesiones, al igual que sucedió con las otorgadas en 1943-1944.

Para fines de 1942 el área de concesiones era de 7.062.139 hectáreas y con la nueva ley de 1943 se otorgaron 9.020.507 hectáreas. El total habría, pues, subido a más de 16 millones de hectáreas, de no haber desechado las compañías 2.483.665. Después, entre selecciones, renunciadas y caducidades, la extensión se redujo en otras 3.091.096 para quedar en 1947 en 10.759.000 hectáreas. Esta superficie se encontraba repartida en las cuencas de Maracaibo, el 31,32 por ciento; en la de Oriente, llamada entonces Orinoco, 48,30 por ciento, y en la cuenca del Apure, el 20,32 por ciento restante.

El proceso de selección de las áreas petroleras continuó realizándose, para llegar en 1955 a la cantidad de 5.871.168 hectáreas. Es decir, que de los 16 millones de hectáreas de concesiones, entre las vigentes para 1942 y las entregadas en 1943-44, más de 10 millones fueron desechadas por la industria, en una u otra forma. La selección había llegado al punto de que ya en el año de 1956 solamente 1.012 hectáreas son devueltas a la nación, con lo cual la superficie vigente de concesiones para diciembre de ese año habría sido de 5.870.869, de no haberse entregado 301.713 hectáreas de nuevas concesiones. En 1957 no hubo ya ninguna devolución, pero como también ese año se entregaron nuevas concesiones en una extensión

de 519.377 hectáreas, el área petrolera vigente se elevó en total a 6.691.246 hectáreas.

El nuevo ciclo de concesiones de 1956-57 reanudó el proceso de selección devolviendo 339.530 hectáreas en 1958 y 597.000 en 1959. Quedó el área vigente por debajo del mínimo alcanzado en 1956, descontadas las concesiones otorgadas ese año, es decir, en 5.754.000 hectáreas. Esta cantidad es solamente el 6,31 por ciento de la superficie del país, pero se explicó el poco sentido de tal relación, puesto que casi la mitad del territorio nacional no tiene posibilidades de petróleo. Tiene algún sentido la relación cuando se establece en función de las cuencas sedimentarias, encontrándose entonces que el área vigente es el 11,00 por ciento de la extensión de las cuencas. Aun así es preciso analizar la situación porque es evidente que las seis cuencas no presentan iguales atractivos. Así como en 1947 Maracaibo y Oriente tenían 79,62 por ciento del área de concesiones, la concentración se acentúa para 1960 y el año se inicia con 84,13 por ciento de las concesiones vigentes en las mismas dos cuencas. Y todavía debería añadirse 3,39 por ciento de la cuenca de Falcón, área que se incluyó en 1947 en la cuenca de Maracaibo.

En la actualidad se constata que 1.531.000 hectáreas de concesiones de la cuenca de Maracaibo representa más de la quinta parte de esa zona, mientras los 3.293.000 hectáreas de la cuenca de Oriente son un poco menos de la quinta parte de la superficie respectiva de esta. En conjunto el 84,13 por ciento de las concesiones vigentes, que como queda dicho se encuentra en esas dos cuencas, representa el 18,91 de la superficie de las mismas. En cambio, sobre los 23.988.000 hectáreas de las otras cuatro cuencas, solamente gravitan concesiones en 833.000 hectáreas, sin contar 97.000 hectáreas que quedan fuera de las cuencas tentativamente determinadas.

Arroja todavía mayor luz el análisis de concesiones desechadas. Las renunciadas y caducidades de 1959 se concentran en forma inversa a lo que sucede con las concesiones que se guardan. Mientras de las 597.000 hectáreas devueltas, 8,5 por ciento corresponde a Maracaibo, y 7,7 por ciento a la cuenca de Oriente, el 83,8 por ciento restante se produce en el resto de las concesiones que es sólo el

15,87 por ciento de las concesiones vigentes. Siguiendo adelante las observaciones, que hasta ahora diferencian bastante las cuencas de Maracaibo y Oriente con sus 25,6 millones de hectáreas, de los otros 24 millones de hectáreas de las demás cuencas de menor interés, resultan también muchas diferencias entre Maracaibo y Oriente. No es tanto que en los 7,6 millones de hectáreas de la primera se tenga más de la quinta parte bajo concesiones y que en ella ocurra el mínimo de caducidades o renunciaciones. Se trata ahora de diferencias más profundas que resultan del análisis de los campos petroleros propiamente (Anexo II - Campos petroleros por áreas.)

Las concesiones de la cuenca de Maracaibo, 27 por ciento del total de concesiones de Venezuela, contribuyeron en 1959 con un promedio diario de 2.009.685 barriles a toda la producción promedio diaria de 2.771.000 barriles, es decir, el 72,5 por ciento. Esta cantidad se produjo en la cuenca que tiene solo el 15,55 por ciento del total de las cuencas del país. No es, además, una excepción para ese año o para algunos años, sino que la cuenca ha producido un total acumulado de 9.337 millones de barriles, cuando la producción acumulada de todas las otras cuencas, incluyendo Oriente, fue de 3.487 millones. Del total para toda Venezuela, la cuenca de Maracaibo dio el 72,7 por ciento, que es más que su proporción el pasado año.

Además, de los 16.868 millones de barriles de reservas probadas para el comienzo de 1960, en la cuenca de Maracaibo se encontraba el 84,45 por ciento. Culminan así las diferencias comprobables de las distintas cuencas. La cuenca de Oriente, que como hemos visto sobresale de las demás, tiene, sin embargo, dos y media veces la extensión de Maracaibo, pero solo contribuye con el 14,01 por ciento de las reservas del país. Las otras cuatro cuencas, con tres veces más superficie que la de Maracaibo, solamente tienen el 1,54 por ciento de las reservas.

De lo expuesto se deducen las grandes diferencias comprobadas en las cuencas sedimentarias. Maracaibo y Oriente son los verdaderos centros petroleros del país y no deben fincarse exageradas ilusiones en las grandes extensiones de las demás cuencas.

Más todavía, Oriente es un gran centro petrolero, pero Maracaibo es lo excepcional, lo que difícilmente se repite en otras partes del mundo, y en esa cuenca lo que se destaca es el Área del Campo Costanero Bolívar.

Campo Costanero Bolívar

Después de precisar los conceptos de cuencas sedimentarias y de áreas petroleras, conviene analizar en estas últimas, aquellas porciones escogidas para exploraciones completas en busca de petróleo. Se hace una primera clasificación en el cuadro de “Campos Petroleros por Áreas” (Anexo III) que señala 25 áreas petroleras repartidas por cuencas así: ninguna en el Golfo de Venezuela, ocho en Maracaibo, tres en Falcón, una en Apure, ninguna en Cariaco y trece en Oriente. En la cuenca de Oriente, la subcuenca Guárico tiene cinco áreas petroleras, la de Maturín seis, y dos la de Paria.

Después corresponderá continuar estudiando estas áreas para determinar sus extensiones reales y principalmente las superficies de terreno probadas dentro de cada área, que es donde se encuentran las reservas conocidas, de las que se extrae la producción. En el cuadro mencionado están las áreas y los campos petroleros respectivos, con el estado de los pozos, su funcionamiento y el promedio de producción diaria y el total acumulado. De toda esta información se evidencia la importancia de las cuencas de Maracaibo y de Oriente, así como la supremacía de la primera. Pero también resulta de esa información que la importancia excepcional de la cuenca de Maracaibo está a su vez concentrada en áreas relativamente pequeñas. Se ve así que lo que realmente debe hacerse es el examen cada vez más detenido de lo que tenemos y cómo lo tenemos, y tal es el caso del Campo Costanero Bolívar⁷.

En Venezuela, como en muchas otras partes, el petróleo se conocía y utilizaba desde los más remotos tiempos. Hasta parece

7 Entre geólogos y expertos, cuando prevalecen el inglés y las siglas, la mención de este campo se hace con tres letras admiradas por el mundo del petróleo; BCF, “Bolívar Coastal Field”.

que desde Cubagua los españoles despacharon muy pronto el primer barril de exportación. Transcurrieron, sin embargo, muchos años antes de suceder nada de interés. El terremoto de Cúcuta de 1875 produjo algunas grietas en cierta quebrada de una finca cafetera de Rubio, que desde entonces se denomina La Alquitrana, por razón de las manchas de petróleo observadas. Allí se inició poco después una pequeña explotación petrolera que tampoco tuvo gran significación económica. Luego fue el asfalto y hasta algo de petróleo pesado de Guanoco, en Oriente.

Pero en verdad se inicia la era del petróleo en el país cuando se le busca en la región en donde los indios le llamaban “mene”. En efecto, en julio de 1914 el pozo Zumaque 1 inicia una producción con 250 barriles diarios, en Mene Grande. Siguió luego el desarrollo del área cuando en aquel mismo año de la famosa arena Santa Bárbara resultó productor el pozo Santa Bárbara 1, hoy R-1. Sin embargo, fue el reventón del pozo E-4, Barroso 2, el 14 de diciembre de 1922, que lanzó al aire 100.000 barriles diarios, lo que definitivamente clasificó el área como algo increíblemente rico.

Por años se siguieron haciendo descubrimientos distantes entre sí, por lo cual se suponían campos separados. De aquí los nombres de La Rosa, Punta Benítez, Tía Juana, Lagunillas, Pueblo Viejo, Bachaquero y algunos más. También los descubrimientos se realizaban en profundidad. Primero fueron explotadas las arenas del Mioceno, con 15 millones de años de antigüedad, porque más allá, en el Eoceno, no aparecían interesantes las pruebas realizadas. Sin embargo, en octubre de 1939, el pozo LL-370 encontró casi 60 metros de arenas productoras del Eoceno que le dieron una prueba de 6.675 b./d. Todo el tiempo la perforación y producción de petróleo en Venezuela se ha ido concentrando en ese maravilloso campo petrolero, que solo podría encontrar equiparables en el Medio Oriente.

Este campo viene siendo intensamente estudiado y perforado desde hace casi medio siglo, sin haber llegado aún a alcanzarse con claridad sus límites. Hasta ahora se le estiman como 86 kilómetros en el sentido norte-sur y se le reconocen más de 80 kilómetros en

algunos de sus anchos, con parte menor en tierra que en el agua. Su superficie no debe llegar ni al 5 por ciento de la superficie de la cuenca de Maracaibo. Sin embargo, en ese campo se encontraban produciendo, para el 31 de diciembre de 1959, más de la mitad de todos los pozos en producción en Venezuela. Para esa fecha había 10.411 pozos en producción, de los cuales 5.434 situados en el Área Costanera Bolívar, 982 en las siete áreas restantes de la cuenca de Maracaibo, y los otros 3.995 pozos en las diecisiete áreas petroleras distribuidas en las cinco cuencas del país.

Los pozos de este fabuloso campo dieron un promedio de 1.718.927 barriles diarios en 1959, 62% del promedio de producción diaria de Venezuela, que fue de 2.771.000 barriles. La producción acumulada se elevó hasta 7.500 millones de barriles, para una producción total acumulada para toda Venezuela de 12.824 millones de barriles. Y por último, mientras el promedio de producción por pozo para todas las áreas, fuera de la cuenca de Maracaibo, es de 196 barriles diarios, en el Campo Costanero Bolívar es de 294.

En cuanto a reservas de petróleo probadas, que garantizan la producción de los años venideros, el Costanero Bolívar contiene 13.300 millones de barriles, de los 14.246 millones de toda la cuenca de Maracaibo. Las reservas totales del país son de 16.868 millones de barriles.

Relación entre áreas petroleras y áreas probadas

Las áreas petroleras, aquellas superficies de cuencas seleccionadas para concesiones, son áreas que pasan de las simples posibilidades de las cuencas a probabilidades razonables como consecuencia de los estudios y exploraciones que en ellas se realizan. Cuando llega el momento de hacer perforaciones exploratorias con éxito, las probabilidades se convierten en realidades, diciéndose entonces que el área está probada.

En las 25 áreas petroleras que contienen las 13.754.242 hectáreas de concesiones vigentes para comienzos de 1960, se encontraban probadas 475.326 hectáreas que apenas representan el 8,28 por ciento de las concesiones en poder de la industria (anexo gráfico

explicativo). De esas áreas probadas, 362.695 hectáreas estaban en producción, el resto, o sea, 112.631 hectáreas todavía no han sido puestas en producción, conservándoselas como reservas inmediatas de las otras. En cantidades absolutas y porcentajes la superficie dada en concesiones se repartía en el orden siguiente:

	1955 (Ha.)	%	1958 (Ha.)	%	1959 (Ha.)	%
En producción	245.132	4,17	350.156	5,52	362.695	6,32
En reserva prob	80.645	1,37	124.402	1,95	112.631	1,96
En reserva no prob	5.545.391	94,46	5.877.158	92,53	5.278.916	91,72
	5.871.168	100	6.351.716	100	5.754.242	100

Las cantidades anteriores cubren un período de cinco años, partiendo de 1955, antes de las nuevas concesiones acordadas por la dictadura. En aquel año la industria tenía en producción el 4,17 por ciento, el 1,37 por ciento en reservas probadas y el 94,46 por ciento en reservas no probadas aún por perforación. En cinco años las áreas de producción aumentaron un 48 por ciento para cubrir la gran producción de esos años y aún así las reservas de petróleo aumentaron un 37 por ciento, al pasar de 12.500 millones a 17.000 millones. También aumentaron las áreas probadas para reservas, y, con todo, las áreas en reserva aún no perforadas solo bajaron del 94,46 por ciento al 91,72 por ciento, es decir, una reducción de 2,74 en cinco años, en los cuales, además, se exploraron mejor las áreas no perforadas, permitiendo desechar las que no presentaran mayor interés.

La relación de áreas petroleras bajo concesión a la de áreas probadas es de gran interés porque asegura el normal crecimiento de la industria, sin necesidad de entrega de nuevas áreas. A la tasa que se observa, se extinguirán las concesiones antes que terminen de perforarse las áreas no probadas.

Áreas libres en las cuencas sedimentarias

De cuanto queda dicho, resulta que sería muy peligrosa ilusión imaginar que en los 44 millones de hectáreas restantes de

rocas sedimentarias existan muchas probabilidades de encontrar campos semejantes al Campo Costanero Bolívar, o siquiera un Quiriquire, un Jusepín, un Oficina o un Las Mercedes. Esas probabilidades no existen fuera de las áreas con posibilidades de petróleo de las concesiones vigentes. Pensar lo contrario sería grave error. En casi 50 años que tiene la industria petrolera explorando por todas las regiones posibles, con equipos de expertos en la búsqueda del codiciado “jugo de la tierra”, no se desperdiciaron oportunidades de escoger lo mejor.

Queda demostrado que las seis cuencas que tiene Venezuela presentan muy disímiles perspectivas, y que en realidad Maracaibo, principalmente, y luego Oriente, son las verdaderas zonas petroleras. En ellas, el 84 por ciento de las concesiones vigentes ocupa casi una quinta parte de su superficie. Sin embargo, tiene mayor significación el hecho de que las áreas libres de las otras cuatro quintas partes son en cierto modo el desecho de la muy cuidadosa selección que hicieran los interesados cuando escogieron las áreas que conservan.

De 1938 hasta 1942, la industria dejó caducar 10,5 millones de hectáreas y en el mismo período renunció 1,2 millones. Dijimos ya que en el período posterior a la ley de 1943, fue grande el movimiento de concesiones. En ese período fueron reintegrándose a la nación más de diez millones de hectáreas. En conjunto, desde 1938 hasta el presente la suma de las hectáreas reintegradas, unida a la de hectáreas de concesiones vigentes en las cuencas de Maracaibo y Oriente, excede a la superficie de esas cuencas. Con razón puede entonces considerarse que en lo general, las probabilidades de las áreas libres, fuera de los 5,278.916 hectáreas fuera de explotación que tienen las compañías, se reducen a los casos de excepción en que, por motivos o circunstancias especiales, escaparon buenas áreas a la avisada diligencia de la industria petrolera.

Conclusiones en materia de concesiones

El deseo de los venezolanos de no dar más concesiones de petróleo es justo porque tiene bases razonables. Es política que

defiende el interés general, tomando en consideración todos los factores que cuentan en materia tan importante para Venezuela. No se trata de alarde nacionalista, ni de táctica antiimperialista, como tampoco es simple reacción emocional. Por el contrario, mientras más cuidadosamente se examine la situación más se afianzan las razones que justifican la medida.

1. La relación entre la extensión de las concesiones que mantiene en su poder la industria y la extensión del territorio venezolano no es lo que aparece de la simple comparación de superficies. Ni siquiera posibilidades existen en gran parte del territorio.

Aun limitada la comparación a las cuencas sedimentarias, no da idea de la situación real, porque todas no tienen iguales perspectivas. Y todavía más, aun concentrada a las cuencas de Maracaibo y de Oriente, la comparación no es buen índice para medir las probabilidades de las áreas que en esas cuencas quedan al país, porque en gran aporte constituyen el desecho de sucesivas selecciones efectuadas para escoger las concesiones vigentes actuales.

2. El proceso de la industria petrolera reclama que, además de las áreas probadas en explotación y de las áreas probadas en reservas, se disponga de un margen suficiente de áreas probables no probadas aún, como garantía de sus actividades futuras. Por razones similares, un país como Venezuela con dependencia exagerada del petróleo, además de las reservas de áreas probables que mantiene la industria, debe también contar con reservas de áreas de buenas perspectivas bajo su control, para el desarrollo de su industria nacional y para decidir más libremente lo que pueda convenir al país en el futuro.

3. La relación que cuenta es la establecida entre las áreas petroleras de las concesiones vigentes y las áreas en producción, así como las áreas probadas en reservas. Especialmente es importante esta relación cuando se tiene en cuenta el proceso de selección y de exploración geológica y geofísica acumulada en esas concesiones. Se comprende que las probabilidades y perspectivas sean muy satisfactorias, lo que además se comprueba por el nivel

de éxito de las perforaciones exploratorias que van ensanchando las áreas en prueba.

El cuadro de 10 años de perforación exploratoria de la sección correspondiente, muestra cómo el riesgo al comienzo de ese período era de 2,5 pozos secos para 1 nuevo de petróleo, disminuyendo luego hasta menos de 1 pozo seco para 1 pozo productor en 1958. En estas condiciones se evidencian las grandes probabilidades de las concesiones vigentes no probadas por perforación, cuando se conoce que en Estados Unidos la relación usual es de 9 pozos secos por 1 pozo productor, incluyéndose pozos de gas. Sin incluir estos últimos, para que la equivalencia sea más exacta (el cuadro anterior no los incluye) la relación llega hasta 13 a 1. De consiguiente, si recordamos que la producción actual proviene de 362.695 hectáreas, que solo representan el 6,32 por ciento de las concesiones vigentes, se adquiere la seguridad de que más de cinco millones de hectáreas no perforadas dan un enorme y seguro margen de desarrollo a la industria petrolera.

Las nuevas concesiones de 1956 y 1957

Extensamente se deja analizada la situación de las concesiones de petróleo en Venezuela, así como las serias razones que explican la política de no dar concesiones. La situación era similar desde el ciclo de concesiones que siguió a la promulgación de la ley de 1943 hasta 1945. Ello condujo a la aprobación, en 1948, por la representación legítima del pueblo de Venezuela, de la mencionada política de no dar concesiones.

Nadie mejor que quien escribe aprecia la magnitud de los daños causados por la dictadura al violar la decisión adoptada por la nación. Usurpando derechos que corresponden al pueblo procedió a la entrega de concesiones en 1956 y 1957. Precisamente, los resultados demuestran hasta la evidencia lo acortado de la política de no dar concesiones; cabe esperar que ello sirva definitivamente para evitar errores semejantes.

Se entregaron entonces 312.813 hectáreas de sobrantes y reservas nacionales, en la forma prevista por el ordinal 2 del artículo

7 de la ley, y 510.350 hectáreas más, en la forma prevista por el ordinal 1 del mencionado artículo. Desde un comienzo la dictadura abandonó la defensa de los intereses y derechos colectivos, como se desprende de las declaraciones hechas a la prensa de los Estados Unidos, pocos meses después del golpe militar, por el Ministro de Fomento, a quien correspondía la gestión de los asuntos petroleros, cuando hizo manifestaciones en el sentido de que “el nuevo régimen ‘suavizará’ los controles gubernativos y reducirá la carga de los impuestos”⁸. Declaró además expresamente que se cambiaría la política de no dar concesiones, alegando que “no es lógico cerrar la puerta de un tesoro nacional y tirar la llave”.

Pero no llovieron en seguida las ofertas para adquirir nuevas concesiones porque se comprendió que aquel era el gesto precipitado de la usurpación en el intento de ganar el apoyo interesado de los poderosos. Después, afianzada la dictadura, al mismo tiempo que los aumentos de producción y de precios suministraban ingresos más elevados, no se sintió la presión de llegar al extremo de entregar concesiones. Quizás por ello, cuando años más tarde, comenzaron a recibirse solicitudes de concesiones, no se las atendió.

De otra parte, el desbarajuste siguió su curso creciente, acumulándose cada vez mayores saldos ocultos de deudas vencidas. Fue así como se reinició la consideración de vender concesiones y para 1954 ya la prensa hacía referencia a esa posibilidad. Quien hace esta exposición mencionó en otra oportunidad⁹ que ahogó “repulsión y desagrado para enviar al dictador y algunos de sus cómplices allegados un estudio cuidadoso de la situación. Fue un intento de moverlos a una acción de defensa del interés nacional, en cierta forma también lo era de ellos puesto que les podrían aumentar las entradas disponibles, evitando la entrega innecesaria de nuevas concesiones”. El estudio despachado desde Washington, a fines de junio de 1954,

8 Rómulo Betancourt, *Venezuela: Política y Petróleo*, Fondo de Cultura, México, 1956, p. 648.

9 Venezuela y su Petróleo. Conferencia en el Círculo Militar, 1959. Pág. 21

ofrecimos mantenerlo secreto para evitar que el crédito político que pudiera dar a las fuerzas democráticas, impidiese la aplicación de algunas medidas de defensa del interés nacional. El mencionado estudio se hace público por primera vez como anexo a esta exposición a fin de que los datos allí consignados sirvan como elemento de apreciación al Congreso Nacional, así como para dejar constancia de la posición de quien ahora acepta la responsabilidad de recomendar la actitud que convenga asumir a Venezuela frente a los hechos planteados por el Gobierno de la dictadura al entregar nuevas concesiones.

El día 12 de enero de 1956 se anunció oficialmente que se estudiaba la posibilidad de dar concesiones, señalándose que “las nuevas concesiones se otorgarán en función solamente de las ventajas especiales que ofrezcan a la nación los aspirantes” y se entendió que esas ventajas serían esencialmente el mayor pago inicial que se obtuviese. Era evidente que la “función” que se contemplaba era en beneficio personal del dictador y de sus paniaguados. El propósito se logró porque entraron 2.189 millones de bolívares extraordinarios con la “operación concesiones”.

Derrocada la dictadura, la Junta de Gobierno ordenó hacer un examen exhaustivo del otorgamiento de concesiones para verificar las irregularidades que se hubieran podido cometer. Hasta se contrató a una firma de analistas y consultores, la A. C. A. de Venezuela, para “escrutar cuidadosamente los records de todas las concesiones otorgadas en 1956 y 1957, incluyendo las solicitudes para los lotes en los cuales no se dieron las concesiones”. El informe fue presentado el 20 de mayo de 1958, y como hubiera podido esperarse, todo se encontró en forma y cumplidos los procedimientos pautados. Podría hasta reconocerse que nunca antes se procedió con tanta diligencia y método, y desde luego, como queda dicho anteriormente, el rendimiento económico obtenido batió todos los antecedentes porque se recibió cien veces más por hectárea que lo recibido en el ciclo inmediato anterior de 1943-1944. La operación, por lo demás, fue hábil y oportuna. Se obtuvo lo más que se pudo en un momento muy favorable de mercado para esa inusitada

mercancía: concesiones de petróleo en el país de mayor exportación y de mayores ganancias para la industria. Era el tiempo en que algunas empresas afortunadas lograban en un año beneficios cercanos al 40 por ciento, es decir, equivalentes a las dos quintas partes del capital fijo invertido. En 1955, la prensa mundial se hacía eco de las informaciones de la U. P., detallando las ganancias extraordinarias que realizaban en Venezuela las compañías petroleras. Pagados todos los impuestos, para aquel año la utilidad promedio para el conjunto de la industria llegó a 25,45 por ciento de todo su activo, y más del 30 por ciento para el activo fijo. Era el tiempo en que las filiales de Venezuela podían mantener enormes depósitos en sus casas matrices y se dividían las acciones para hacer menos ostentosos los gordos dividendos. A todo esto se agregaban dificultades y peligros en el otro gran centro productor del Medio Oriente, que en definitiva culminaron con el cierre del Canal de Suez. Se comprende entonces cómo funcionó la codicia, la tendencia humana hacia las más fáciles ganancias, cuando se vieron abrir las puertas de nuevas concesiones en Venezuela.

La gente del petróleo se volcó sobre el país para arrebatarle con dólares la presa. Pero quien invierta las grandes cantidades que era preciso pagar, seguramente reclamaría que se llenaran cuantas formalidades y requisitos fueran necesarios para garantizar su inversión. También se explica que cuando estaban en juego sumas tan elevadas, en general los postores fuesen empresas responsables, de grandes respaldos económicos. Así fue como en todo se atendió a las recomendaciones del Consejo Técnico del Ministerio, el cual tomó en cuenta las condiciones más favorables. Los únicos postores extraños a la plana mayor de empresas petroleras bien conocidas fueron desechados cuando no pudieron hacer los depósitos previstos. La verdad es que, tomada la decisión de vender concesiones y establecido el proceso de enriquecimiento ilícito del dictador y sus cómplices por contratos y comisiones pagadas con dinero del fisco, su interés se dirigía a engrosar las arcas cuyas llaves manejaban a discreción. Para lograr las mayores entradas fiscales inmediatas se trabajó bien, en fin de cuentas en provecho propio, y habría sido contrario al interés de

obtener el máximo dar paso a manejos y corruptelas. Ellas se usarían después con facilidad en las cajas del Tesoro.

Es así como se explican las altas ofertas recibidas, que fueron motivo de comentarios en todas las esferas internacionales conectadas al petróleo. También explica cómo escaparon al remate algunas áreas interesantes por las que se ofrecieron pagos que no pudieron cumplir los solicitantes. Como las otras empresas no quisieron llegar a los niveles así fijados, se prefirió no hacer las operaciones a menores precios, esperando obtenerlos en otra ocasión que, afortunadamente, no llegó.

La cuestión es de fondo, no de forma

Cuando se examinan el procedimiento y los resultados inmediatos obtenidos con el otorgamiento de las concesiones, se desvía el asunto hacia lo accidental y secundario. La cuestión central consiste en que los venezolanos habían resuelto por sus legítimos representantes que no convenía al interés general dar nuevas concesiones. Que se pagara mucho o poco, y que el procedimiento se siguiera en sus menores detalles es asunto de segundo orden, que parece haberse cumplido. Lo fundamental es que se trataba de un gobierno de facto, usurpador de la soberanía popular, sin derecho a tomar medidas válidas contra el interés general colectivo. Y es claro que el otorgamiento de concesiones contrariaba ese interés, según se demostró, no solo por las funestas consecuencias directas en la política petrolera que conviene a Venezuela, sino más indiscutiblemente aún porque las gruesas cantidades recibidas en las negociaciones quedaron a merced del dictador y de su camarilla usurpadora.

Quien hace esta exposición y su partido contribuyeron desde el exilio a propugnar la tesis de la nulidad de los actos para entregar concesiones que pudiera llegar a ejecutar la autoridad usurpada por la dictadura. En este sentido, Acción Democrática lanzó desde la clandestinidad su manifiesto de 13 de septiembre de 1952. La tesis, de amplia base filosófica y jurídica, cuenta con los precedentes recientes de la famosa “Ordenanza de 9 de agosto de 1941 relativa al restablecimiento de la legalidad republicana sobre el territorio continental” de

Francia, emitida por el Gobierno provisorio de la República en Argel, bajo la firma de De Gaulle y del Comisario de Justicia, Menthon. La exposición de motivos establece que “el primer acto de este restablecimiento es la constatación de que la forma de gobierno de Francia es y será la República. En derecho, esta no dejó de existir” y así lo ordena el artículo 1. En consecuencia, el artículo siguiente establece la nulidad de todos los actos cumplidos desde el 16 de junio de 1.940 hasta el establecimiento del Gobierno provisorio. Pero, como es lógico, establece en el mismo artículo, que “esa nulidad debe ser expresamente declarada”, para pasar luego a declarar en artículos siguientes la nulidad de una serie de actos. El sistema es firme al igual que ágil. La nulidad es general en principio, pero habrá de concretarse en cada caso. Es de este modo cómo el artículo 7 explica que “los actos de la autoridad de hecho que se decía gobierno del Estado francés cuya nulidad no haya sido expresamente declarada en la presente ordenanza o en los cuadros anexos, continuarán recibiendo aplicación provisional.”

El sistema de la ordenanza francesa es el reconocimiento práctico y expreso de lo que la teoría jurídica y filosófica tienen que sostener: la invalidez general, en principio, de las actuaciones de los gobiernos de facto que al no alcanzar a legalizar su gestión significan verdaderas usurpaciones del poder público. Frente a esta posición teórica general, la realidad de los hechos impone, por el propio interés de la colectividad, que se continúen teniendo por válidos, para seguir dándoles aplicación, los actos cumplidos cuya nulidad expresa no resulte indispensable a la defensa del interés general.

Conclusiones

1. Las concesiones otorgadas por la dictadura podrían considerarse viciadas de nulidad con base en las circunstancias de gobierno de hecho, sin autoridad legítima para obligar a la nación, en el caso de que así lo reclamara el interés general. La forma y procedimiento seguidos para acordarlas parecen haberse ajustado a la ley y reglamentos. La operación reportó cuantiosos ingresos percibidos por el Fisco Nacional.

2. Con la entrega de concesiones se causó un grave daño a Venezuela, entre otros males, precipitó la carrera de gastos públicos que venía en marcha desde 1950, cuando se gastaron 2.073,5 millones con déficit de 156,5 millones. Para 1956 ya se gastan 3.350 millones, fuera de los gastos y compromisos no contabilizados por las formas de financiamiento que se fueron implantando. Un aumento de 62 por ciento sobre el elevado presupuesto de 1950. Pero luego, con la “operación concesiones” se desbocaron los gastos y en 1957 se suben casi una tercera parte sobre 1956, llegándose a 4.361 millones, sin contar compromisos y deudas no contabilizadas, que también siguieron la carrera. Es por todo esto que en 1958 se tienen que gastar 6.232 millones, entonces con un déficit de 1.549, y así se llega a las dificultades que se han tenido que ir confrontando para sanear la economía del país, reajustándola a sus niveles de equilibrio y normalidad.

3. También causó daño la entrega de concesiones a una sana política petrolera, principalmente porque el desarrollo de la industria estaba garantizado con el amplio margen de tierras no perforadas que tienen en concesiones las compañías. Por tanto, convenía más al país guardar las concesiones que se dieron para resolver lo más conveniente cuando fuese necesario. En la actualidad, parte de las dificultades transitorias de mercados se deben a los excedentes de producción por consecuencia de nuevos productores en las nuevas concesiones, ansiosos de comenzar a recibir utilidades para sus inversiones.

4. Las cantidades pagadas para adquirir los derechos en las nuevas concesiones y todas las demás inversiones realizadas para su desarrollo y explotación, alcanzan a grandes sumas de dinero, efectivamente pagados por los titulares de esas concesiones. En algunos casos es posible que no logren ganancias compatibles con los capitales invertidos, mientras en otros puede hasta esperarse pérdidas.

5. La justa tesis de alertar sobre la invalidez de los actos del Gobierno de la dictadura cumplió una función útil, defensiva del interés de la República, al servir por años de valla a la multiplicación de operaciones sobre concesiones. Ahora continúa teniendo su base

jurídica, pero su aplicación práctica, económica, no aparece claramente favorable al interés colectivo. Es necesario tener en cuenta cómo han variado las situaciones de la industria y del Estado, ahora legítimamente representado por sus Poderes Públicos. La participación justa y razonable en la explotación de las riquezas nacionales está garantizada con la actuación de una Administración que tiene que responder de sus actos y explicar ante la opinión pública sus decisiones. Ahora el reparto de cada bolívar o dólar que se obtiene de la venta del petróleo venezolano se hace en forma diametralmente distinta a lo que sucedía en la dictadura. No es solo que el Gobierno recibe más que las compañías, sino que también se gasta más en el país por cada barril de petróleo que se extrae, lo cual se resta igualmente de las ganancias.

Precisamente en los años de las concesiones, 1956 y 1957, el valor conjunto de la producción de esos años se repartió en la proporción siguiente: 36 por ciento de gastos, 32 por ciento de la participación del Gobierno y 32 por ciento de las ganancias. Por contra, en 1958 y 1959, el valor obtenido se repartió así: 43,5 por ciento de gastos, 37 por ciento de la participación del Gobierno y sólo 19,5 por ciento para las ganancias. Ello explica que las ganancias en relación al capital invertido, mientras fueron 32,33 por ciento en 1957, cayeron a menos de 14 por ciento en 1959.

Cuando las condiciones han cambiado tanto y tomando también en cuenta todas las demás circunstancias, no resulta clara la conveniencia para Venezuela de declarar la invalidez de los actos de la dictadura relativos a esta materia. Se deberá continuar resolviendo lo más conveniente a los intereses generales del país y para evitar los futuros daños que puedan causar esas concesiones en la política petrolera.

La situación en otros países

El consumo creciente de petróleo en todo el mundo determina la intensificación de su búsqueda por todas partes y, por consiguiente, la necesidad de modificaciones legislativas o contractuales

que permitan atender a las diferentes situaciones e intereses de los países respectivos.

En general se observa que el llamado “arreglo 50-50”, originado con la reforma impositiva venezolana de 1948, va quedando superado, a pesar de la poderosa resistencia que quisiera mantener estática la situación. Solo países sin producción de petróleo, interesados en probar sus posibilidades de hidrocarburos, aceptan aún condiciones similares al “50-50”. Tales los casos de Costa Rica, Guatemala, España y Puerto Rico, que no han tenido éxito, o el de Libia, que sí lo ha tenido.

Arabia Saudita y Kuwait rompieron la fórmula del “50-50” en los arreglos que hicieron para explotar petróleo en la Zona Neutral en 1958. Establecieron esos arreglos participaciones de 56 y 57 por ciento de las ganancias, extendiéndolas a todas las que se obtienen en la industria integrada, expresada en la frase “desde el pozo hasta la bomba que llena el tanque del consumidor”. Además, los respectivos gobiernos de los países productores tienen opción para adquirir parte de las acciones de la empresa.

De otra parte, se observa una tendencia de los gobiernos de los países productores y consumidores a intervenir cada vez más en las operaciones de la industria petrolera, impulsados por la necesidad de asegurar el desarrollo normal de una actividad básica como lo es la producción y comercio de energía.

Inglaterra, desde 1914, entró a participar mayoritariamente en la empresa petrolera que constituye hoy la poderosa British Petroleum (B.P.), siguiendo la línea política expuesta por Churchill: “Debemos hacernos propietarios, o en todo caso controladores en la fuente, por lo menos de una proporción del abastecimiento de petróleo crudo requerido por nosotros.” Pero Francia, que descubrió el petróleo del Sahara, no estuvo muy rezagada. Desde 1916 fundó la “Comisaría de Combustibles”, nombrando a Henry Bérenger para organizarla. Allí se prepararon los hombres y se inició el movimiento de intervención del Estado, constituido ahora por todo un complejo de empresas que desarrollaron y tienen sus mayores intereses en el Sahara. El eje de la organización es el “Bureau

de Recherches de Petrole” (B.R.P.), fundado en 1945 para centralizar todas las actividades del Estado en numerosas compañías de búsqueda, exploración y explotación de petróleo. Entre estas, hay algunas como la “Kegie Autonome des Petroles”, fundada en 1.930, con capital exclusivamente del Estado, pero existen otras, como la S.N. Repal S.A., en la cual participa por igual el B.R.P. y Argelia, admitiendo además una pequeña participación de empresas bancarias de financiamiento. Además de las compañías de producción con capitales del Estado, también tiene este intereses en empresa de financiamiento, bajo diversos sistemas de organización¹⁰.

En Italia fue Mussolini quien organiza en 1926 la AGIP, pero el proceso de intervención del Estado aumenta y se incrementa bajo los gobiernos democráticos después de la guerra, cuando Enrico Mattei moviliza en el ámbito del petróleo las fuerzas creadoras del pueblo italiano. Desde entonces, el “Ente Nazionale Idrocarburi” (E.N.I.) se constituye en palanca central del Estado para estimular con su participación más de 50 empresas que en una u otra forma trabajan en la producción y comercio de la energía. El E.N.I. controla esas empresas a través de cinco grupos principales: la AGIP, principalmente en refinación y distribución de productos; la AGIP Mineraria, para la búsqueda y producción de hidrocarburos; la AGIP Nucleare, para actividades en este campo de energía; la ANIC, para las industrias químicas, y la SNAM, para estudios y proyectos.

Fue la AGIP Mineraria la creadora, con la Compañía Nacional Iraní de Petróleo (NIOC) de la compañía SIRIP, en la que participan por igual la AGIP y la NIOC. Es este el arreglo que inició la ruptura de la fórmula “50-50” en el Medio Oriente, seguido luego por los de Arabia Saudita y Kuwait, mencionados antes. Como Irán recibe su participación directa de la mitad de las ganancias y la SIRIP comparte el 50 por ciento restante entre AGIP y NIOC, se ha considerado este arreglo como de 75-25. La verdad económica no llega a tanto, pues la

10 “Quels sont les Groupes Engagés dans la Recherche de Petrole au Sahara?” La NEF, I, 1960, pág. 59 s.”

participación de la Compañía Nacional Iraniana es consecuencia de una inversión tangible que por sí misma amerita una ganancia.

En América son varios los países que cuentan con empresas nacionales de petróleo, destacándose entre ellas Petróleos Mexicanos (PEMEX), que el pasado año adquirió gran poder de desarrollo al asegurar bases firmes de financiamiento. Los precios de sus productos fueron ajustados a los costos efectivos para que pueda proveer por sus propios medios a las ampliaciones y mejoras constantes que reclama una industria activa. También obtuvo préstamos por 70 millones de dólares de bancos estadounidenses y de otros países, que van a permitirle acelerar sus proyectos. PEMEX trabaja directamente, pero algunas veces contrata trabajos de exploración y desarrollo, como el que actualmente realiza Pauley Pan American Petroleum, quien recientemente hizo un buen descubrimiento en Tabasco, con su pozo Santa Ana 1.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina (YPF), empresa del Estado creada desde 1922, ejerce el control sobre todo el petróleo de ese país. Últimamente, presionada Argentina por la necesidad de incrementar el consumo nacional y de disminuir sus compromisos en divisas, decidió intensificar los trabajos de desarrollo de sus campos mediante contratos con empresas extranjeras. Así en el pasado año obtuvo un aumento en la producción de más de 22 por ciento, pero sin perder el Estado el control sobre esta importante riqueza nacional.

Petrobras tiene el control para el Estado de todas las posibilidades petrolíferas del Brasil. Su progreso se hace evidente aun cuando marcha lentamente en la perforación de las vastas cuencas sedimentarias de esa nación, debido a naturales limitaciones de financiamiento.

Aun en los Estados Unidos y Canadá, la necesidad de intervenir en una u otra forma en la industria petrolera tuvo claras manifestaciones en 1959. En estos dos países, su avanzada organización administrativa les suministra instrumentos de acción eficaces en cualquier sector de la actividad económica que lo reclame, sin la necesidad de recurrir a empresas del Estado para su dirección.

En Estados Unidos, las Comisiones de diferentes Estados para el control y prorrato de la producción de petróleo y las Comisiones federales de regulación del comercio entre los Estados y de los servicios públicos, permiten dirigir la política en materia de energía en el sentido en que lo exija el interés general. Además, los sistemas de impuestos a las corporaciones, complementados por los que recaen en los individuos que reciben ganancias de aquellas, determinan una participación colectiva en el producto nacional en todos sus sectores que permite una adecuada distribución de la riqueza nacional. A todo esto se agrega que cuando es necesario se toman las medidas complementarias que se estimen convenientes. Tal el caso de las restricciones a las importaciones de petróleo, acordadas en 1959, para resguardar la industria doméstica de la competencia exagerada de las importaciones. La medida restrictiva, que puede considerarse errada para el propio interés futuro de Estados Unidos, se menciona para indicar la tendencia a intervenir la industria del petróleo por su importancia en la economía general de la nación.

En Canadá, que cuenta con instrumentos administrativos similares a Estados Unidos, la intervención del Estado se produjo en forma distinta, en razón de diferencias en las situaciones de producción y consumo de hidrocarburos.

Antes de convertirse en productor de petróleo y gas en gran escala, Canadá prohibía por la *Ley exportar energía*. Ahora, en cambio, como tiene una producción que excede las necesidades locales de la región productora, al Oeste del país, y como resulta más económico importar para atender su gran consumo en el Este, sobre el Atlántico, el esfuerzo oficial se dirige a exportar a los mercados naturales del Noroeste de Estados Unidos. Los intereses privados petroleros preferirían encaminar su producción hacia el Este para abastecer un mercado nacional que se cerraría por barreras a la importación indiferentemente del costo que en definitiva alcance el producto. El Gobierno, sin embargo, reconoce la necesidad de mantener en pie de competencia las industrias del Este y para resolver el problema de la producción del Oeste no solo permite la exportación, antes prohibida, sino que hace gestiones necesarias para su incremento.

Recientemente se autorizó también la exportación de gas. Dada la importancia del petróleo, la tendencia mundial, como se dejó dicho, se orienta en el sentido de una mayor participación de la colectividad, a través de sus órganos de representación, en muchas de las actividades de la industria. Por tanto, las concesiones, los derechos a explorar, explotar y comerciar el petróleo los particulares, cada vez se someten a mayor vigilancia y supervisión.

En el sentido de facilitar la intervención de los gobiernos en el desarrollo de sus riquezas de hidrocarburos, el Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas, reunido en México en abril de 1959, discutió la cooperación internacional para el desarrollo de la industria petrolera en países subdesarrollados, mediante la ayuda a los gobiernos por algún organismo de las Naciones Unidas. La resolución propuesta recientemente por la Unión Soviética, Rumania, Albania, Checoslovaquia y Uruguay, pide que, en vista del papel importante del petróleo en la economía mundial, se estudie su desarrollo por medio de la cooperación internacional para el adiestramiento de personal, obtención de equipo y financiamiento público por órgano de alguna agencia de las Naciones Unidas.

Medidas como las propuestas, que pudieran considerarse contrarias al interés de los contados países que suplen los requerimientos internacionales de petróleo, analizadas correctamente, demuestran la necesidad urgente de encontrar ese importante combustible en donde quiera que se pueda, porque la amenaza sobre la actual era del petróleo es precisamente su agotamiento irremediable y las dificultades que en los próximos años puede confrontar la humanidad para continuar utilizando esta indispensable fuente de energía, por las razones que se mencionan más adelante.

Búsqueda y exploración

Estado actual en Venezuela

Consideraciones generales

Por varias razones los trabajos de búsqueda y exploración se irán ajustando a las condiciones de la política petrolera que fije el país. En años anteriores la expectativa de obtener concesiones determinaba las exploraciones realizadas por muchas empresas interesadas en seleccionar posibles adquisiciones. Luego, la entrega de concesiones en 1956-57, a su vez, intensificó los trabajos en las parcelas recibidas, para reconocer prontamente las perspectivas petrolíferas que tenían. Por último, la situación internacional atravesada por el Medio Oriente hasta culminar en el cierre del Canal de Suez, precipitó trabajos exploratorios y de producción en Estados Unidos y Venezuela, en forma tal que necesariamente tenía que producirse después un reajuste.

Exploración geológica y geofísica

Los trabajos de aerogeología y aerofotogrametría se realizan muy desigualmente. De los primeros se hicieron casi 22 millones de hectáreas en los dos años de 1953 y 1954, mientras que en los tres años siguientes de la dictadura apenas se hacen 9 millones. Luego, en 1958, se hacen más de 4 millones y casi 6,5 millones en 1959.

En aerofotogrametría se cubrieron en 1953 y 3.954 un total de 8 millones de hectáreas. En cambio en los tres años siguientes se cubren 16 millones, es decir, un promedio de más de 5 millones anuales. Luego, en 1958, hasta casi 6,5 millones, y solamente 2,3 millones en 1959.

En geología de superficie los siete años que analizamos dan respectivamente las cantidades siguientes: 5,4; 4,1; 2,0; 1,5; 5,0; 6,3, y 5,4 millones de hectáreas. La mayor superficie corresponde a 1958, pero le sigue la de 1959 que solo encuentra igual en la superficie cubierta en 1953. Sin embargo en 1953 se tiene el número de cuadrillas meses más alto, con 141,5.

Los trabajos sismográficos en los siete años que se examinan cubrieron las áreas respectivas siguientes: 2,2; 1,4; 4,5; 2,7; 7,5; 2,8, y 1,1 millones de hectáreas. Mientras los totales de cuadrillas meses fueron: 204, 214, 192, 148, 261, 207 y 66,3, observándose para este último año la reducción importante en extensión cubierta, pero mayor aún en cuadrillas de trabajo. En operaciones de gravímetro el curso anual fue el siguiente: 1,2; 1,2; 1,0; 1,6; 2,2; 1,9, y 0,8, para los años de 1953 a 1959. El total de cuadrillas meses en esos años fue de 39, 72, 34, 29, 45, 52 y 25¹¹.

Perforación exploratoria

La última etapa de búsqueda y exploración petrolera, la perforación de pozos petroleros, la etapa más importante de la industria del petróleo, es la que definitivamente va a decir del éxito de todo el proceso que es necesario seguir para encontrar los yacimientos y tenerlos en disposición de producir.

En la Carta Semanal del Ministerio, así como se informa regularmente sobre la producción de petróleo, se siguen continuamente los trabajos de perforación. Para precisar cuanto sea posible el significado de los resultados de las perforaciones, desde la Carta N° 8 de 1960 se comenzó a aplicar a la perforación de pozos la “Clasificación Lahee”, que siguen muchos países productores. Comprende cinco clases de pozos exploratorios, así:

11 Fuente: Cuadros números II-1 y II-2 de las respectivas Memorias Anuales.

1. Avanzada: Cuando se perfora fuera del área probada del yacimiento para extenderla. Los pozos corrientes de *desarrollo* o explotación del yacimiento, se perforan dentro del área probada.

2. Exploratorio de yacimiento superior: Cuando se perfora dentro del área probada del yacimiento buscando nuevos horizontes productores por encima del yacimiento conocido.

3. Exploratorio de yacimiento inferior: Igual que el anterior, pero buscando horizontes por debajo del yacimiento conocido.

4. Exploratorio de nuevos yacimientos: Cuando se perfora en un área donde se han encontrado otros yacimientos pero donde las condiciones del subsuelo conocidas o esperadas indican la probabilidad de hallar nuevos yacimientos.

5. Exploratorio de nuevo campo: Igual que el anterior, pero las condiciones del subsuelo, conocidas o esperadas, aún no han mostrado la existencia de petróleo en otros yacimientos.

Con la anterior clasificación se podrán seguir más de cerca los resultados de la perforación exploratoria, soporte de la industria. Mientras tanto, la comparación de años anteriores tendrá que hacerse sin las diferenciaciones que anteceden, como tampoco podrán darse todavía las reservas descubiertas por los pozos exploratorios, datos de gran importancia, cuando no se limita a la asignación inicial que se le hace para el momento del descubrimiento, la experiencia en Estados Unidos y Canadá es que solo después de unos cinco a seis años se puede precisar la reserva descubierta por los pozos exploratorios.

En el cuadro que sigue se concreta la información de los últimos doce años:

Perforación exploratoria

Años	Total	Petróleo	Gas	Secos	Relación
					Secos-Petróleo
1948	51	14	2	35	2,50
1949	65	19	1.	45	2,68
1950	44	14	2	28	2,00
1951	103	34	3	66	1,94
1952	108	42	7	59	1,40
1953	136	54	4	78	1,44
1954	170	71	3	96	1,35
1955	171	70	6	95	1,36
1956	138	61	3	74	1,21
1957	138	68	3	65	0,96
1958	168	83	3	82	0,99
1959	112	49	0	63	1,29

Nota: Por jurisdicción: Maracaibo, 0,51; Barcelona, 1,41; Maturín, 1,83; Paria, 4, es la relación en 1959, culminando en Barinas con 11 secos para CERO productor.

Se comprueba en el cuadro anterior cuál ha sido el alcance de la disminución en la perforación exploratoria. La perforación de desarrollo sufrió mayor disminución porque es la que tiene que limitarse más como consecuencia de un exceso de desarrollo, debido a las nuevas concesiones y al cierre del Canal de Suez, que creó un potencial no utilizado que por algún tiempo servirá para atender el aumento del consumo sin nuevas perforaciones proporcionales a esos aumentos. En 1958 se perforaron 1.027 pozos, además de los de exploración, mientras que en 1959 su número bajó a 595, es decir, el 42 por ciento. Todavía para 1960 puede esperarse una nueva reducción.

La reducción en la perforación exploratoria ha sido inferior y los 112 pozos perforados en 1959 superan a todos los años anteriores a 1953. Con todo, la información más importante que suministra el cuadro anterior es la relación de pozos secos a pozos productores

de petróleo. Aunque esa relación de éxitos era ya muy buena antes de 1950, pues llegaba a un poco más de dos pozos secos por pozo productor, aún continuó mejorando desde entonces hasta el punto de que en 1957 y 1958 se llegó a menos de un pozo seco por cada productor. En 1959 continuó muy lejos de lo que fue antes de 1950, con 1,29 por pozo productor.

La nota del cuadro es también de gran importancia y explica el aumento negativo de 1959. Excluyendo 11 pozos secos de Barinas, la relación de las otras cuencas mejora mucho. Por cuencas separadas llega al extremo increíble de 0,51 pozos secos por productor en Maracaibo.

Resultados de las exploraciones

La imperfecta clasificación de pozos exploratorios empleada hasta 1959, unida a la falta de determinación de las áreas petroleras, no permitía hacer una evaluación clara de los resultados de la perforación exploratoria. Tampoco se recogía toda la información complementaria que pueda servir de base a una comparación relativa de la importancia de los hallazgos. En el informe del departamento respectivo se dan algunos detalles de los pozos descubridores, muchos de los cuales son extensiones de campos conocidos.

Como consideraciones generales podría decirse:

1. El área Costanero Bolívar sigue mostrando su importancia. Por ejemplo, en el Bloque E, la Shell perforó cuatro pozos, supuestamente exploratorios, dos hacia el este y dos hacia el suroeste, resultando todos productores de diferentes arenas y con producciones que van de 1.900 a 2.885 barriles.

2. El área de Oficina, de la subcuenca Maturín, continúa señalándose en la cuenca de Oriente. Allí se ha producido el 13,7 por ciento de toda la producción acumulada de Venezuela, en tanto el resto de Oriente solo ha aportado el 12,5 por ciento, también en su mayor parte en la subcuenca Maturín. En el área Oficina, los cuatro nuevos pozos Aguasay, perforados por la Sinclair como exploratorios, resultaron productores.

3. El área del Golfo de Paria, probada como nueva región al completarse como productor el Posa 112-1, el 11 de abril de 1958, no ha dado después nuevas grandes demostraciones. Se perforaron cuatro pozos más que resultaron secos, pero después el Posa 115-A-1, a unos tres kilómetros al suroeste del 112-1 resultó productor en uno de sus intervalos. Desde el pasado año trabaja en el lugar la gabarra de perforación direccional Nola-1.

4. En el área de Barinas la perforación exploratoria no ha dado buenos resultados positivos. Los once pozos perforados resultaron secos. Las pruebas son de agua, y los análisis de núcleos dan saturaciones bajas. Sin embargo, los geólogos continúan pensando que “las condiciones de la cuenca, por las dos invasiones en la época del cretáceo y la posterior sedimentación, son propicias para el descubrimiento de nuevos campos”.

Estado actual en otros países

Consideraciones generales

Fuera de Venezuela la búsqueda y exploración petrolera continuó expandiéndose. Las razones para que suceda lo contrario en el país son claras. Aquí se tiene un amplio potencial de producción no utilizada en áreas probadas muy ricas. Se tienen grandes superficies no probadas, pero de buenas probabilidades y perspectivas y, para completar, no se ofrecen nuevas concesiones. En cambio, en otras partes se puede y debe seguir buscando y explorando, como garantía del constante crecimiento del consumo frente a la disminución, igualmente constante, de las probabilidades de encontrar las nuevas grandes reservas que reclamará el consumo.

No es Venezuela el único país productor con alto potencial no utilizado; en la actualidad la situación es general. Si aquí hay cerca de un millón de barriles cerrados, para Estados Unidos el potencial no utilizado se estima en tres millones de barriles y en general se repite que en escala mundial se podría producir una tercera parte más de lo que actualmente demanda el consumo.

A todo esto se hacen dos observaciones de importancia. Una consiste en señalar que nunca conviene estar produciendo al límite de la capacidad técnica de producción. Lo normal es un margen apreciable de seguridad dentro de esa capacidad técnica y de seguridad para los clientes consumidores, lo que impone mantener un potencial no utilizado proporcional a la producción. En el caso de Venezuela, para un promedio de producción diaria de 2.771.000 barriles, un 15 por ciento de margen haría necesario

un potencial no utilizado de 415.000 barriles que tendría que restarse al potencial de que se habla. Igualmente deben estimarse los potenciales de Estados Unidos y del mundo en general. La otra observación es que los potenciales, si fueran usados, disminuirían rápidamente al cambiar la relación de producción a reservas. Por ello se afirma, especialmente con respecto a Estados Unidos, país que acusa el mayor potencial cerrado, que la estimación es en el fondo teórica, pues no se podría utilizar sino por un corto tiempo de emergencia.

En el análisis anterior se ve que el problema de los excedentes actuales de producción es menor de lo que aparenta y que el constante crecimiento de la demanda reclama una búsqueda también constante de nuevas fuentes de petróleo. Esto se corrobora por la búsqueda y exploración que realiza la industria en escala mundial. De aquí que una conocida revista de petróleo diga: “Pese a un excedente de crudo estimado en más de una tercera parte de la producción actual, las compañías petroleras se disputan por lograr posiciones alrededor del mundo en un esfuerzo de agregar nuevas reservas a sus petróleos. Si las estimaciones de los aumentos de la demanda mundial de petróleo aciertan, tienen razón en su apuro, puesto que se anticipa que el mundo estará nuevamente hambriento de petróleo para 1964. Sea como fuere, las perforaciones se extendieron mas aún en 1959 y a comienzos de 1960¹².”

En 71 países han estado activos los taladros, perforando vanamente en la mayoría de los intentos de aumentar las reservas de petróleo. En Alemania, con una producción que apenas pasa de 100.000 barriles, trabajan 128 taladros; mientras en todo el Medio Oriente están activos solamente 64 taladros y la producción es casi 50 veces mayor. En América del Sur trabajan 236 taladros, excluyendo a Venezuela, que tiene 51, mientras la respectiva producción es de 411.000 barriles y de 2.771 millones barriles diarios.

12 “Wildeating is World Wide”, en *World Petroleum*, Marzo 1960, pág. 40.

El esfuerzo y los gastos de búsqueda y exploración no rinden ni remotamente en todas partes resultados parecidos. El hecho de la fatigosa búsqueda marginal, de graves riesgos económicos y también políticos, ratifica también la manera cómo se entiende el futuro del petróleo y debe servir de alerta a quienes, como Venezuela y el Medio Oriente, demuestran su excepcional condición de prolíficos productores.

Libia y Sahara

Ocurrió en 1959 un descubrimiento de singular importancia cuando en Libia resultó productor el Zelten 1, que dio una prueba de 17.500 barriles diarios y luego un segundo pozo dio 15.000 barriles diarios. Pero el tercer pozo, dirigido a la misma estructura caliza del Paleoceno resultó seco. De este último se dice que encontró producción en otra estructura más profunda, pero sin hacerse evaluación. Las perforaciones realizadas por otras empresas han comprobado que la región es petrolífera, pero nunca en la escala que podía pensarse después del resultado del primer Zelten. El cuarto Zelten dio 1.700 barriles diarios. De todos modos, las demostraciones de Libia la mantienen en la actualidad en el centro de atracción de las actividades internacionales petroleras. Esto demuestra, una vez más, lo difícil y costoso que es encontrar petróleo en condiciones comerciales. Más de 70 países producen petróleo y en ellos se gasta en búsqueda y perforaciones. Pero ¿cuántos llegan a producir en cantidades apreciables?

En el Sahara los descubrimientos de Edjele, Hassi Messaoud, Hassi R'mel y Tiguentourine, en 1956, seguidos por el de Zar-zaitine en 1957, y el Eladeb Larache en 1958, continuaron con El Agreb y El Gassi en 1959. Después de grandes esfuerzos y cuantiosas inversiones, Francia comenzó a recibir, en diciembre, petróleo de Hassi Messaoud, bombeado al puerto de Bougie, en Argelia, por un oleoducto que recorre 603 kilómetros. Es petróleo que hasta ahora se producirá con francos y por ello ayudará la economía francesa. Pero es petróleo que tiene su precio aun cuando no se cargue en sus costos el mantenimiento de los 200.000 legionarios que defienden

los campos y oleoductos. Hasta ahora, para toda África, incluyendo los excepcionales descubrimientos de Libia y el Sahara, las reservas se estiman en unos 7.000 millones de barriles, que representan un 2,33 por ciento de las reservas mundiales.

Estados Unidos

Estados Unidos, con un consumo de casi la mitad de todo el petróleo que se produce en el mundo y con una producción de más de la tercera parte, cuenta mucho en el mayor o menor éxito que pueda tener en la búsqueda y exploración de petróleo. En 1959 tiene una ganancia aparente de importancia al lograr subir sus reservas probadas en unos 1.183 millones de barriles, después de que por primera vez en 1957 tuvo una pérdida neta de 134 millones y de que en 1958 solo pudo recuperarse en 236 millones. En tres años las reservas parecieron buscar nivelarse por lo que resulta importante la ganancia sustancial de 1959.

Sin embargo, el análisis de la composición de la ganancia señala la tendencia básica de nivelación de la curva de descubrimientos verdaderos de petróleo. La ganancia resulta principalmente de la cantidad añadida por “revisiones de estimaciones previas y por extensiones de campos conocidos”. Por este respecto se obtuvieron 3.297 millones de barriles, que es casi un millón más elevada que las cantidades revisadas en años anteriores. Pero por “descubrimientos de nuevos campos o de nuevos yacimientos en viejos campos”, la cantidad de reservas obtenidas apenas llega a 369 millones, no obstante el récord de pozos exploratorios perforados. Desde 1946, año de posguerra, no llegaron a cantidad tan baja los nuevos descubrimientos, con excepción de 1958 que fue de 31,5 millones. Los dos últimos años muestran indicaciones serias de que se está llegando al momento, que se viene previendo, de nivelación de las reservas con su subsiguiente proyección en la producción. La producción de 2.483 millones de barriles de 1959 se cubrió y dejó un margen de aumento con las revisiones y extensiones; pero son los nuevos descubrimientos los que habrán de soportar luego las futuras revisiones y extensiones. Por lo demás,

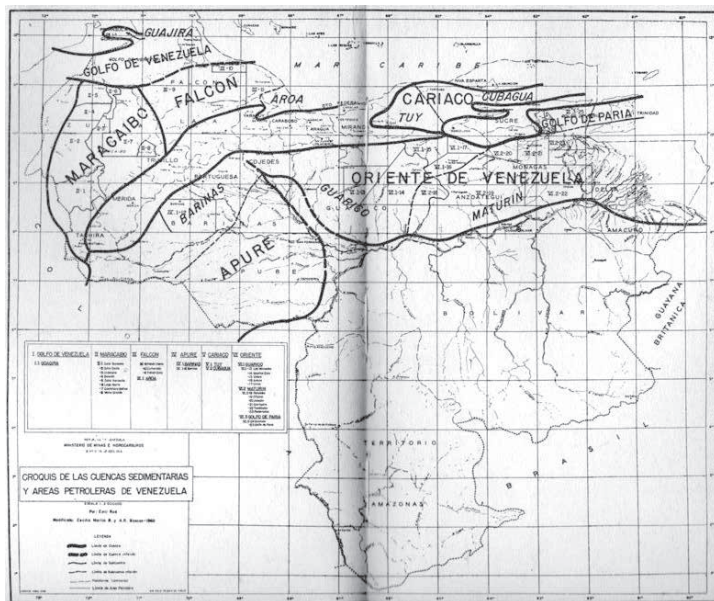
de 24 estados productores de petróleo, 13 mostraron pérdidas de reservas netas, destacándose entre los 11 que aumentaron, Texas, que aportó casi la mitad del aumento, cuenta con casi la mitad de las reservas de todo el país.

Y precisamente para Texas, empleando dos fórmulas distintas, una de las cuales utiliza el factor de acumulación de descubrimientos, Hubbert llega a la conclusión de que el pico de producción para el estado llegará entre 1962 y 1965¹³.

13 M. King Hubbert, *The Mineral Resources of Texas*, University of Texas, Austin, Abril 1958.

Anexos

Anexo I Croquis de las cuencas sedimentarias y áreas petroleras de Venezuela



I Golfo de Venezuela	II Maracaibo	III Falcón	IV Apure	V Cariaco	VI Oriente
I.1. Goagira	I.1. Zulia Suroeste 2. Zulia Oeste 3. Urdaneta Zulia Maracaibo Lago... Costanera Bolívar Mene Grande	1. Falcón Oeste Cumarebo Falcón Este Aroa	IV.1. Barinas	V.1. Tuy V.2. Cubagua	VI.1. Guárico VI.3 Las Mercedes VI.4 Guárico Este VI.5 Unare VI.6 Anaco VI.7 Uribe VI.2. Maturín Retumbo Oficina Jusepín Quiriquire Temblador Pedernales VI.3. Golfo de Paria

ESCALA 1.2 000000
 Por: Erill Rod
 Modificado:
 Cecilio Martín B y A.N. Boscán-1960

Anexo II

Campos petroleros por áreas, 1959







Cuencas, sub-cuencas y áreas	Promedio de: producción diaria: barriles	Porcentaje con relación a la compra	Porcentaje con relación Venezuela
I. Cuenca golfo de Venezuela			
II Sub-Cuenca Goajira			
Total Cuenca Golfo de Venezuela	0	0	0
	0	0	0
II CUENCA MARACAIBO			
1. Área Zulia Suroeste			
2. Área Zulia Oeste	19,940	0,39	0,72
3. Área Urdaneta	0	0	0
4. Área Boscán	38.095	1,90	1,37
5. Área Zulia Noroeste	61.008	3,04	2,21
6. Área Lago Norte	140.350	6,98	5,07
7. Área Costanera Bolívar	0	0	0
8. Área Mene Grande	1.718.527	85,53	62,03
Total Cuenca Maracaibo		1,55	1,13
	2.009.685	100,00	72,53
III CUENCA FALCÓN			
9. Área Falcón Oeste			
10. Área Cumarebo	2.989	61,01	0,11
11. Área Falcón Este	1.910	89,99	0,07
Sub-Cuenca Aroa	0	0	0,
Total Cuenca Falcón			
	0	0	0
IV CUENCA APURE	4.899	100,00	0,18
Sub-Cuenca Barinas			
12. Área Barinas			
Total Cuenca Apure	33.627	100,00	1,21
	33.627	100,00	1,21
V CUENCA CARIACO			
Sub-Cuenca Tuy			
Sub-Cuenca Cubagua	0	0	0
Total Cuenca Cariaco	0	0	0
	0	0	0

VI CUENCA ORIENTE			
Sub-Cuenca Guárico			
13. Áreas Las Mercedes			
14. Área Guárico Este			0,69
15. Área Unare	19.194	2,,66	0,38
16. Área Anaco	10.597	1,47	0
17. Área Urica	0	0	2,80
Total Sub-Cuenca	79.248	10,96	0,07
Guárico	1.748	0,24	4,00
Sub-Cuenca Maturín		15,33	
18. Área Retumbo			0
19. Área Oficina	0	0	17,84
20. Área Jusepín	494.165	68,41	1,46
21. Área Quiriquire	40.405	5,59	1,37
22. Área Temblador	51.698	7,15	0,65
23. Área Pedernales	18.156	2,51	0,26
Total Sub-Cuenca	7.295	1,01	
Maturín	612.014	84,07	
Sub-Cuenca Golfo de			0
Paria	0	0	0
24. Área Guanoco	0	0	0
25. Área Golfo de Paria	0	0	
Total Sub-Cuenca Golfo	722.301	100,00	26,08
de Paria	2		
Total Cuenca Oriente			
Total General de Venezuela	2.771.012		100,00

TOTALES

	Promedio de: producción diaria: barriles	Porcentaje con relación Venezuela
Cuenca Golfo de Venezuela	0	0
Cuenca Maracaibo	2.009.685	72,53
Cuenca Falcón	4.899	0,18
Cuenca Apure	33.627	1,24
Cuenca Cariaco	0	0
Cuenca Oriente	722.012	26,08
Total General Venezuela	2.771.012	100,00

LEYENDA

 Límite de Cuenca
 Límite de Cuenca inferior
 Límite de Subcuenca
 Límite de Subcuenca inferior
 Plataforma Continental
 Límite de Área Petrolera

Anexo II (continuación)
Campos petroleros por áreas, 1959

Nombre del área y del campo	Año del descubrimiento	Profundidad media de producción pies	Número de pozos para el 31/12/59						En perforación	Promedio de producción diaria	Producción en kls. A.P.I. Acumulada 31/12/59	Edad formación (Eoc. Mioc.)	Información geológica Litología Arena -Cal
			P.N. o 1'A	P.G. B.	EN. P.G. o 1'A								
Cuenca Maracaibo													
Área Zulia Suroeste													
Cruces													
Manuales	1916	984	15	1	109	15	8	14	1)				
West Tarra	1916	—	11	—	9	17	7	3)	19.940	182.690.417	35,5	Eoc. Arena Cal.
Rosario	—	—	2	—	—	—	—	—	—)	19.940	182.690.417		
Sub-Total			31	1	118	32	15	47	1				
Alturitas	1950	10.9501*	—	—	—	—	—	—	—	—			
San José	1948	12.4002a/	—	—	—	—	—	—	—	—		18,9	Eoc. Arena
Morón	1946	8.100	—	—	—	—	—	—	—	—		29,0	Eoc. Arena
Sub-Total			—	—	—	—	—	—	—	—		11,0	Eoc. Arena Cal.

Área Urdaneta													
Urdaneta	1955	8.000)	12	—	—	3	—	8	1	38.095	16.811.485	26,9	Oligo- ceno
Sub-Total		7.600)	12	—	—	3	—	8	1	38.095	16.811.485	10,9	Eoceno
Área Boscán													
Boscán	1916	6.500	—	1	124	—	—	227	—	61.056	163.164.650	10,3	Eoc. Cret.
Ensenada			1	—	—	—	—	—	—			50,2	Eoc. Cret.
Sub Total	1916	8.550	1	1	124	—	—	227					
Área Zulia Suroeste													
Mara	1945	5.248	11	36	—	25	34	4	—	33.833	294.114.363	30,0	Cretáceo
La Concepción	1925	5.000	12	—	90	12	—	35	—	14.386	71.752.906	36,6	Eoc. Cret.
Amana	1928	4.560	—	—	—	—	—	—	—	—	92.693	31,0 27,0	
Netick	1929	6.2003*	—	—	—	—	—	—	—	—	714.483	30,6	
La Paz	1925	5.000	18	29	34	18	29	19	—	88.046	583.771.974	32,9	Eoc. Cret.
Totumo	1915	2.359*	—	—	—	—	—	—	—	—	24.260	20,0	
Sibucara	1948	13.461	4	—	—	4	—	—	—	4.085	30.515.097	27,0	Cretáceo

Sub-otal			45	65	124	59	83	58	—	140.350	980.985.766			
Cabimas	1917	2.200	113	—	546	65	—	189	1	50.011	881.800.360	25,3	Mio. Olig. Eoc.	Arena
Curazaíto	1930	3.000*	—	—	—	—	—	—	—	—	10.617/b	19,0		
Tía Juana	1928	3.000	167	—	1.062	80	—	362	—	193.543	1.379.132.166	25,7 14,0	Mio. Olig. Eoc.	Arena
Lagunillas	1926	3.000	420	74	1.389	249	22	622	3	760.207	3.895.089.358	28,3 15,1	Mio. Olig. Eoc.	Arena
Lago Central	1957	10.200	69	—	—	45	—	—	7	139.721	69.695.463	27,0 37,6	Mio. Eoc.	Arena
Ceuta	1957	10.300	14	—	—	15	—	—	3	24.307	13.140.864	32,1	Mio. Olig. Eoc.	Arena
Bachaquero	1930	3.444	253	—	1.327	237	—	359	9	516.138	1.260.941.837	21,7 14,0	Mio. Olig. Eoc.	Arena
Sub-Total			1.036	74	4.324	691	22	1.832	23	1.718.927	7.499.810.565			

Mene Grande	1914	4.132	4	7	449	28	22	143	1	30.152	489.643.111	18,1	Eoceno	Arena Cal.
Barúa	1958	10.500	—	—	—	—	—	—	—	1.123	687.255	18,1	Eoceno	Arena
Motatán	1952	8.850	—	—	—	5	—	—	—	—	3.093.198	22,1	Eoceno	Arena
El Menito	1925	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6.705			
Sub-Total			4	48	449	33	22	143	1	31.275	493.430.269			
Total Cuenca de Maracaibo			1.129	148	5.139	818	112	2.315	26	2.009.685	9.337.930.424			
CUENCA FALCÓN														
Área Cumarebo														
Cumarebo	1931	1.968	6	11	3	—	—	14	—	1.910	51.558.272	47,4	Mioceno	Arena
Sub-Total			6	11	3	—	—	14	—	1.910	51.558.272			
Área Falcón Este														
Mene de Acosta	1927	—	—	—	—	—	—	—	—	—	778.080	40,0		
Sub-Total			—	—	—	3	—	—	—	—	778.080			
Área Falcón Oeste														
Quiroz	1951	2.454*	—	—	—	—	—	—	—	—	3.396	12,3		
Tiguaje	1953	3.300	8	—	12	3	—	1	1	1.716	3.105.853	26,9	Eoceno	Arena

Los Morochos	1956	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	245	33,0	Eoceno	Arena
Las Palmas	1928	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	433.964	29,0		
Mene de Mauroa	1921	2.750	—	—	50	1	1	26	671	28.287.470	38,7			Oligoceno	Arena
Hombre Pintado	1927	1.200	—	—	34	—	—	21	692	6.330.892	21,6				
Mamón	1926	3.350	—	—	—	3	2	—	—	552.496	32,4			Mioceno	Arena
Sub-Total			8	—	96	7	3	48	2.989	38.714.316					
Total Cuenca Falcón			14	11	99	26	24	62	4.899	91.050.668					

* Los pozos están abandonados o suspendidos.

* Solo produjo 302 barriles en el año.

Anexo II (continuación)
Campos petroleros por áreas, 1959

Nombre del área y del campo	Año del descubrimiento	Profundidad media de producción pies	Número de pozos para el 31/12/59				En perforación		Producción en kls.		Información geológica	
			F. P.N.	Producciones P.G.	B. P.G.	Cerrados B. P.G.	o 1'A	o 1'A	Promedio de producción diaria	Acumulada 31/12/59	Edad (Eoc. Mioc.)	Litología Arena-Cal

Cuenca Oriental (sub.cuenca Guárico) (cont.)

Área Urica														
La Vieja	1950	2.750	—	—	8	8	6	—	1	334	2.643.444	21,8	Mio.Olig. Eoc.	Arena
Quiamare	1942	6.500	11	—	—	15	—	—	—	1.297	8.792.631	42,2	Mio.Olig. Eoc.	Arena
Cerro Pelado	1951	4.400	—	—	—	2	—	—	—	—	121.607	33,1	Mio.Olig. Eoc.	Arena
La Ceiba	1946	9.244	—	—	—	5	—	—	—	—	254.838	36,9	Mio.Olig. Eoc.	Arena
Capacho	1945	4.115	—	—	—	1	—	—	—	—	12.492	23,3	Mioceno	Arena
Tácata	1952	2.200	1	—	—	—	—	—	—	117	426.386	37,2	Mioceno	Arena
Sub-Total			12	—	3	31	6	—	1	1.748	12.151.308			
Total Sub-Cuenca Guárico			338	135	120	419	89	88	3	110.787	473.109.253			

Cuenca oriental (sub-cuenca Maturín)														
Área Oficina														26,2
Oficina	1937	5.900	92	75	218	73	126	43	—	61.670	367.064.306	21,2		Arena
Guara	1942	7.500	61	103	71	20	73	35	—	34.667	26,0		Mioc. Olig.Eoc.	Arena
Nipa	1945	7.250	165	80	21	97	61	8	1	58.488	220.953.926	31,9	15,0	Arena
Chimire	1948	7.100	90	27	—	72	14	—	—	44.866	169.387.434	36,5		Arena
Dación	1944	6.700	27	60	8	2	13	5	—	22.770	79.631.396	21,6		Arena
Merey	1937	5.700	7	—	202	2	—	67	—	24.345	20.534.247	15,9		
														Arena
Soto	1949	9.500	57	31	—	64	59	2	1	23.452	98.414.413	35,3		Arena
Boca	1951	9.500	13	2	—	39	10	—	—	8.728	34.585.711	32,0		Arena
Leona	1938	8.000										29,0		
		7.104	32	21	8	38	32	39	—	16.230	52.712.115	24,5		Arena
													42,1	
Caico Seco	1946	6.800	8	10	—	15	32	—	—	2.854	16.950.451	37,7		Arena

Adjuntas	1953	7.100	—	—	—	12	—	7	—	432	1,901.935	26,3		Mioceno	Arena
Guara-500	1954	5.700	2	—	18	—	—	5	—	1.970	4.981.673	20,4		Oligoceno	Arena
Fría	1947	6.900	10	1	4	7	13	1	1	2.798	9.016.579	37,5		Oligoceno	Arena
Inca	1948	7.100	2	—	—	8	5	—	—	918	1.181.199	39,0		Oligoceno	Arena
Flecha	1953	5.736	—	—	—	1	1	3	—	878	1.507.627	34,9		Mioceno	Arena
Zeta	1954	10.700	80	23	4	71	18	1	3	40.275	69.769.324	27,8		Mioceno	Arena
		12.700													
Aguasay	1955	8.100	13	1	—	20	2	—	1	11.901	11.636.117	32,9		Oligoceno	Arena
Araibel	1954	8.970	7	3	—	12	1	—	—	3.805	9.867.703	35,1			
Mata	1951	11.520	99	17	—	107	1	—	4	56.534	73.056.116	30,4		Oligo- ceno	Arena
Kilo	1955	9.600	—	—	—	2	1	—	—	—	150.609	31,8		Oligo- ceno	Arena
Mapuey	1953	8.100*	—	—	—	—	—	—	—	—	352.921	41,0		Mioceno	Arena
														Mioceno	
Lobo	1952	6.400	—	—	6	—	2	4	—	—	2.310.681	24,5		Oligoceno	Arena
Los Mangos	1950	7.743	—	—	—	6	—	—	—	—	853.009	42,3		Mioceno	Arena
Tagua	1950	7.800	—	—	—	1	—	—	—	—	51.098	38,0			
Areo	1937	5.400*	—	—	—	—	—	—	—	—	40.248	15,2		Oligoceno	Arena
Oritupano	1954	7.675	23	—	24	19	2	3	—	14.326	18.467.443	12,0		Oligoceno	Arena

																		Mioceno	
Güico	1944	5.700	23	47	4	4	9	2	2	7.879	53.792.143	32,0						Oligoceno	Arena
Tascabaña	1947	8.100*	—	—	—	—	—	—	—	—	50	36,0						Oligoceno	Arena
Pradera	1920	6.430	5	4	—	3	1	—	—	1.999	3.280.234	28,7						Oligoceno	Arena
Moriche	1947	8.100*	—	—	—	—	—	—	—	—	517	36,0						Oligoceno	Arena
Esquina	1951	4.360	3	—	—	5	—	—	—	1.023	1.996.213	30,1						Oligoceno	Arena
Cantaura	1951	11.962	—	—	—	2	—	—	—	89	52.262	43,5							
Oscurote	1952	9.513	38	12	5	14	9	1	1	18.778	36.927.303	31,2						Oligoceno	Arena
Mapirí Este	1952	9.500	10	—	—	4	—	—	—	4.970	10.720.650	33,4						Mioceno	Arena
La Ceibita	1953	9.825	26	—	—	9	—	—	4	7.771	8.138.573	38,7						Eoceno	Arena
Largo	—	4.481	—	—	—	1	—	—	—	1	208	35,6							
Santa Fe	1953	11.300	—	—	—	1	—	—	—	—	167.780	39,7						Oligoceno	Arena
																		Mioceno	
Cachama N.	1952	7.724	1	—	—	4	—	—	—	123	713.219	31,0						Oligoceno	Arena
La Freitera	1957	14.554*	—	—	—	—	—	—	—	—	57.784	37,4						Mioceno	Arena
Luna	1953	5.720	—	—	5	—	—	—	—	278	266.775	12,1						Mioceno	Arena
Bucaral	1958	—	—	—	—	4	—	—	—	711	291.809	40,5							
Maulpa	—	—	—	—	—	1	—	—	—	53	19.240								
Freites	1919	—*	—	—	—	—	—	—	—	—	14.787	31,9							
Socororo	1940	4.020	2	—	—	—	—	—	—	103	53.759	27,0							

Pelayo	1947	6.650	—	—	—	3	5	—	—	149	545.936	23,0		Oligoceno	Arena
Junta	1954	6.720	12	4	5	2	2	3	—	1277	7.676.283	23,9		Oligoceno	Arena
														Mioceno	
Güere	1951	7.800	4	11	—	25	20	—	—	1956	19.795.290	37,5		Oligoceno	Arena
Juanita	1956	4.000	3	—	—	2	—	—	—	471	171.955	31,5		Oligoceno	Arena
														Mioc. Oligoc.	
Yopales	1937	4.600	15	4	35	11	11	29	—	8.050	22.617.026	23,4		Eoceno Mio. Olig.	Arena
Tapuco	1952	10.000	8	4	—	1	16	—	—	2.770	13.752.602	32,1		Eoceno Mio. Olig.	Arena
Elías	1954	5.200	4	—	4	10	2	6	1	870	912.231	36,1		Mioceno	Arena
Sub-Total			538	538	642	798	540	261	19	194.195	1.752.190.465	13,7		Oligoceno	

* Los pozos están abandonados o suspendidos.

Anexo II (continuación)
Campos petroleros por áreas, 1959

Nombre del área y del campo	Año del descubrimiento	Profundidad media de producción pies	Número de pozos para el 31/12/59				Producción en kls.	Información geológica			
			P.N. P.G. A	B. P.G. B	o 1'A	FN. P.G. B	En perforación	Edad formación (Eoc. Mioc.)	Litología Arena-Cal		
Cuenca Apure											
Área Barinas											
Sinco	1953	8.000	37	—	1	9	—	25.961.854	25,9	Eoc. Cret.	Arena
Silvestre	1948	8.850	—	—	—	15	12	6.506.062	28,2	Eoc. Cret.	Arena
Silvan	1949	10.862	—	—	—	4	—	2.971.868	28,2	Cretáceo	Arena
Palmita	1957	10.792	—	—	—	1	—	188.883+	26,0	Cretáceo	Arena
Maporal	1957	10.700	—	—	—	1	1	307.106	28,2	Cretáceo	Arena
Estero	1957	10.700	—	—	—	—	1	59.803	28,2		
Total-Sub		Cuenca Barinas	37	—	1	30	14	35.995.576			
Cuenca del golfo de Paria											
Área Golfo de Paria											
Exploratorio	1958	1.250	—	—	—	2	—	25.291b/	18,7		

Sub-Total		—	—	—	—	2	—	—	25.291			
Área Guanoco												
Guanoco	1913	1.296*	—	—	—	—	—	—	1.768.422	10,8		
			—	—	—	—	—	—	1.768.422			
Total Cuenca del Golfo de Paria			—	—	—	2	—	—	1.793.715			
Cuenca oriental (sub-cuenca Guárico)												
Área Las Mercedes												
Trico	1946	4.800	—	—	—	1	—	—	20	177.712	29,1	Cretáceo Arena Cal.
Dakos	1951	4.510	2	—	—	13	—	—	—	345.889c/	14,4	Mio.Olig. Eoc.

Barbacoas	1950	6.401*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	296	54,8			
Punzón	1946	4.400	1	—	2	3	—	—	—	—	285	726.912	32,6		Mio.Olig. Eoc.	Arena
Las Mercedes	1942	4.080	92	65	61	66	22	72	—	—	18.881	99.957.810	31,8		Mio.Olig. Eoc.	Arena
Belén	1954	4.648	—	—	—	1	—	2	—	—	8	14.278	50,0		Mio.Olig. Eoc.	Arena
Piragua	1949	—	—	—	2	—	2	—	—	—	—	3.491	50,0		Cretáceo	Arena Cal.
Sub-Total			95	65	63	86	22	74	—	—	19.194	92.226.388				
Área Guárico Este																
Budare	1959	—	—	—	—	1	—	—	—	—	11	3.919	31,7			
Las Ollas	1042	7.947	—	—	—	1	—	—	—	—	—	4.648	42,0			
Coporo	1954	5.746	—	—	—	2	—	—	—	—	—	4.787	35,1		Olig.Eoc.	Arena
Tucupido	1947	3.000	6	—	14	—	2	4	—	—	1.704	14.152.849	38,5		Mio.Olig. Eoc.	Arena
Tamán	1949	5.200	1	—	11	—	—	2	—	—	978	10.471.158	38,5		Mio.Olig. Eoc.	Arena
Sabán	1947	2.000	2	—	28	13	5	8	—	—	2.268	13.699.184	36,9		Mio.Olig. Eoc.	Arena
Ruiz	1949	4.450	3	27	1	11	9	—	—	—	3.343	23.726.547	31m3		Mio.Olig. Eoc.	Arena

Monal	1953	—	—	—	—	—	—	—	—	4.831	39,0	Mio.Olig. Eoc.	Arena
Rositas	1948	4.320	1	—	—	3	—	—	61	31.292	25,3		
Barso		—	—	—	—	2	—	—	25	9.183	19,0		
Bella Vista	1952	3.500	12	33	—	22	16	—	2.061	7.161.428	23,6	Oligoceno	Arena
Ipire	1958	4.000	—	—	—	11	—	—	20	68.452	38,4	Oligoceno	Arena Lut.
Valle	1955	3.000	—	—	—	8	3	—	126	358.833	38,8	Oligoceno	Arena Lut.
Sub-Total			25	60	54	76	35	14	10.597	69.697.111			
Área Unare													
Unare-Zorón	1954	2.900*	—	—	—	—	—	—	—	67.408	41,4	Oligoceno	Arena
Bruzual	1956	2.900*	—	—	—	—	—	—	—	44.255	47,7	Mioceno	Arena
Cajigal	1955	3.300*	—	—	—	—	—	—	—	24.115	36,0		
Sub-total			—	—	—	—	—	—	—	135.718			
Área Anaco													
San Joaquín	1939	6.560	39	—	—	30	—	—	5.531	60.196.449	46,7	Mio.Olig.	Arena
Santa Rosa	1941	8.500	78	—	—	44	7	—	47.365	88.077.585	44,6	Mio.Olig.	Arena
Santa Ana	1936	8.682 8.500	26	—	—	32	7	—	13.803	44.786.357	37,9	Mio.Olig.	Arena
Apamate	1951	6.670	1	—	—	—	1	—	29	453.286	43,1	Mio.Olig. Eoc.	Arena

[illegible]

[illegible]

a/ Solo produjo 560 barriles en el año.
b/ Solo produjo 1.635 barriles en el año.
c/ Solo produjo 250 barriles en el año.
* Los pozos están abandonados o suspendidos.

Anexo II (continuación) Campos petroleros por áreas, 1959

Nombre del área y del campo	Año del descubrimiento	Profundidad media de producción pies	Número de pozos para el 31/12/59				En perforación		Producción en kls. Promedio de producción diaria Acumulada 31/12/59		Información geológica			
			PN.	P.G.	B.	o 'A	PN.	P.G.	B.	o 'A	Edad formación (Eoc.Mioc.)	Litología Arenas-Cal		
Cuenca oriental (sub-cuenca Maturín) (cont.)														
Área Temblador														
Temblador	1938	4.000	43	17	1	13	20	1	—	6.400	61.744.991	21,0	Mioc. Olig.	Arena
Pilón	1937	3.600	—	—	—	23	—	24	—	5.700	3.314.756	15,2	Oligo-ceno	Arena
Uracoa	1934	4.210	—	—	—	10	—	—	—	—	27.348	15,0	Mio. Olig.	Arena
Jobo	1953	3.600	—	—	—	9	—	19	—	—	141.313	14,4	Oligo-ceno	Arena
Tabasca	1937	4.120*	—	—	—	—	—	—	—	—	45.771	15,0	Oligo-ceno	Arena
Tucupita	1945	5.600	40	—	—	7	—	—	—	6.056	33.422.633	16,1	Oligo-ceno	Arena

Isleño	1953	3.304	—	—	—	1	—	1	—	—	1.308	13,0		Oligo- ceno	Arena
El Salto	1958	5.720	—	—	—	—	—	—	1	—	4.145	11,2		Oligo- ceno	Arena
Los Caritos	1940	5.700*	—	—	—	—	—	—	—	—	255.907	30,0			
Sub-Total			83	17	1	63	20	46	—	18.156	98.958.172				
Área Pedernales															
Guanipa	1954	10.617*	—	—	—	—	—	—	—	—	1.094	31,0			
Pedernales	1933	1.571	8	—	—	21	—	—	—	7.295	48.417.019	21,1		Mioceno	Arena
Capure	1957	—*	—	—	—	—	—	—	—	—	1.623	19,8			
Sub-Total			8	—	—	21	—	—	—	7.295	48.419.736				
Área Quiriquire															
Quiriquire	1928	7.100	1	—	496	3	—	50	—	51.693	560.306.618	16,2		Mioc. Olig.	Arena
Cachipo	1957	—	—	—	—	1	—	—	—	—	27.757				
Exp. Mosú	1958	—*	—	—	—	—	—	—	—	—	1.730	12,5			
Sub-Total			1	—	495	4	—	50	—	51.693	560.336.105				
Área Jusepin															
Orocual	1933	2.954	—	—	—	18	—	13	—	2.910	5.156.909	11,8		Plioceno	Arena
Tacat	1953	3.600	—	—	70	1	1	9	—	7.777	8.247.651	17,8		Mioceno	Arena
		5.700										35,2		Mioceno	Arena

Sta. Bárbara	1941	5.200	75	105	4	83	105	10	—	13.708	118.821.310	29,5		
Avispa	1945	4.818*	—	—	—	—	—	—	—	—	88.580	31,0	Mioceno	Arena
Piritál	1958	700	—	—	9	—	—	—	—	1.536	811.963	18,5	Mioceno	Arena
													Mioc. Olig.	
Mulata	1941	6.100	16	70	—	23	80	2	—	4.144	87.607.567	37,4	Eoceno	Arena
Mata Grande	1946	4.700	3	24	—	3	35	—	—	1.077	7.283.362	25,1	Eoceno	Arena
Muri	1942	4.500	2	13	1	4	35	1	—	442	15.279.609	26,2	Mioceno	Arena
Travieso	1944	4.000	—	—	9	—	—	—	—	108	1.493.922	25,7	Mioceno	Arena
Josepín	1938	4.150	54	63	—	69	169	14	—	8.255	174.448.710	32,9	Mioc. Olig.	Arena
Mantesa	1954	2.524	—	—	1	—	—	3	—	448	954.444	16,7	Mioc. Pleistoc. Cretác.	Arena
Sub-Total			150	275	94	181	425	52	—	40.405				
Total Sub-Cuenca Maturín			1.175	830	1.233	1.233	1.067	985	112	612.014	2.881.007.777			
Total Cuenca Oriental			1.513	965	1.353	1.486	1.074	500	22	722.801	3.354.117.030			
Gran Total Venezuela			2.693	1.124	6.594	2.360	1.220	2.893	50 ^a	2.771.012	12.823.887.411			

a/ No incluye los pagos de inyección ni los pagos exploratorios en campos sin producción.

* Los pozos están abandonados o suspendidos.

**Anexo II (continuación)
Campos petroleros por áreas, 1959**

Nombre del área y del campo	Año del descubrimiento	Profundidad media de producción pies	Número de pozos para el 31/12/59					En perforación	Producción en kls.		Información geológica		
			P.N. o 'A	P.G. o 1'A	B. EN. P.G. B.	Produc. Cerrados	Promedio de producción diaria		Gravedad A.P.I. 31/12/59	Edad formación (Eoc.Mioc.)	Litología Arena-Cal		
Cuenca oriental (sub-cuenca Maturín) (cont.)													
Área Temblador													
Temblador	1938	4.000	43	17	1	13	20	1	—	6.400	61.744.991	21,0	Mioc.Olig. Arena
Pilón	1937	3.600	—	—	—	23	—	24	—	5.700	3.314.756	15,2	Oligoceno Arena
Uracoa	1934	4.210	—	—	—	10	—	—	—	—	27.348	15,0	Mio.Olig. Arena
Jobo	1953	3.600	—	—	—	9	—	19	—	—	141.313	14,4	Oligoceno Arena
Tabasca	1937	4.120*	—	—	—	—	—	—	—	—	45.771	15,0	Oligoceno Arena
Tucupita	1945	5.600	40	—	—	7	—	—	—	6.056	33.422.633	16,1	Oligoceno Arena
Isleño	1953	3.304	—	—	—	1	—	1	—	—	1.308	13,0	Oligoceno Arena
El Salto	1958	5.720	—	—	—	—	—	1	—	—	4.145	11,2	Oligoceno Arena
Los Caritos	1940	5.700*	—	—	—	—	—	—	—	—	255.907	30,0	Oligoceno
Sub-Total			83	17	1	63	20	46	—	18.156	98.958.172		
Área Pedernales													

Guanipa	1954	10.617*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.094	31,0		
Pedernales	1933	1.571	8	—	—	21	—	—	—	7.295	48.417.019	21,1		Mioceno	Arena
Capure	1957	—*	—	—	—	—	—	—	—	—	1.623	19,8			
Sub-Total			8	—	—	21	—	—	—	7.295	48.419.736				
Área Quiriquire															
Quiriquire	1928	7.100	1	—	496	3	—	50	—	51.693	560.306.618	16,2		Mioc.Olig.	Arena
Cachipo	1957	—	—	—	—	1	—	—	—	—	27.757				
Exp. Mosú	1958	—*	—	—	—	—	—	—	—	—	1.730	12,5			
Sub-Total			1	—	495	4	—	50	—	51.693	560.336.105				
Área Jusepín															
Orocual	1933	2.954	—	—	—	18	—	13	—	2.910	5.156.909	11,8		Plioceno	Arena
Tacat	1953	3.600	—	—	70	1	1	9	—	7.777	8.247,651	17,8		Mioceno	Arena
		5.700										35,2		Mioceno	Arena
Sta. Bárbara	1941	5.200	75	105	4	83	105	10	—	13.708	118.821.310	29,5			
Avispa	1945	4.818*	—	—	—	—	—	—	—	—	88.580	31,0		Mioceno	Arena
Pirital	1958	700	—	—	9	—	—	—	—	1.536	811.963	18,5		Mioceno	Arena
														Mioc.Olig.	
Mulata	1941	6.100	16	70	—	23	80	2	—	4.144	87.607.567	37,4		Eoceno	Arena

Mata Grande	1946	4.700	3	24	—	3	35	—	—	1.077	7.283.362	25,1		Eoceno	Arena
Muri	1942	4.500	2	13	1	4	35	1	—	442	15.279.609	26,2		Mioceno	Arena
Travieso	1944	4.000	—	—	9	—	—	—	—	108	1.493.922	25,7		Mioceno	Arena
Josepín	1938	4.150	54	63	—	69	169	14	—	8.255	174.448.710	32,9		Mioc.Olig.	Arena
Mantesa	1954	2.524	—	—	1	—	—	3	—	448	954.444	16,7		Mioc. Pleistoc. Cretác.	Arena
Sub-Total			150	275	94	181	425	52	—	40.405					
Total Sub-Cuenca Maturín			1.175	830	1.233	1.233	1.067	985	112	612.014	2.881.007.777				
Total Cuenca Oriental			1.513	965	1.353	1.486	1.074	500	22	722.801	3.354.117.030				
Gran Total Venezuela			2.693	1.124	6.594	2.360	1.220	2.893	50 ^a	2.771.012	12.823.887.411				

a/ No incluye los pagos de inyección ni los pagos exploratorios en campos sin producción.

* Los pozos están abandonados o suspendidos.

Anexo III

Nuevas concesiones de petróleo¹⁴

En la actualidad las compañías petroleras tienen 6.000.000 de hectáreas de concesiones bajo su poder. De esta inmensa extensión de tierras petrolíferas, solamente 224.180 hectáreas —3,7 por ciento del total— han sido exploradas con perforaciones y probados sus depósitos. Todavía más reducida es la superficie en explotación. Únicamente se trabajan 150.564 hectáreas —2,4 por ciento del total— de las concesiones vigentes.

Estas cantidades se registran en la página 175 de la reciente Memoria del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Del área en explotación —2,4 por ciento de las concesiones— se extrajeron los 102 millones de metros cúbicos de petróleo producidos en 1953. En el área explorada —3,7 por ciento de las concesiones— se encuentran los 1.550 millones de metros cúbicos de reservas probadas. La mayor parte de las concesiones —96,3 por ciento— no está explotada ni probada con perforaciones.

En estas condiciones, con una superficie no probada veintiséis veces mayor que la probada y en explotación, ¿sería necesario o siquiera razonable otorgar nuevas concesiones?

Los datos y gráficos que se acompañan tienen por objeto contribuir al estudio del asunto, no solo en cuanto concierne a la extensión de las concesiones y su relación con la producción, sino también con vista a otros factores del interés nacional.

Necesidades de energía y perspectivas del consumo de petróleo

1. Al considerar la cuestión de concesiones de petróleo debe tenerse presente la situación actual y las perspectivas del consumo

14 Este anexo reproduce el memorándum a que nos referimos en la página 30 de este libro, y que fue enviado desde Washington, en junio de 1954, a los representantes de la dictadura, con el fin de evitar una nueva subasta de concesión. Ese memorándum había permanecido inédito hasta ahora.

de este combustible, problema ligado estrechamente al consumo general de energía y a las posibilidades de suministro.

2. El enorme consumo de energía que viene desarrollando la civilización del hombre moderno, se satisface en una u otra manera con la energía solar almacenada o transformada. Pero las principales formas que se aprovechan en esta era mecanizada son cuatro:

a) Carbón / b) Petróleo / c) Gas / d) Hidráulica.

Las tres primeras constituyen el grupo de fuentes de energía no renovables, y sin embargo ellas suplen casi todas las necesidades. La energía hidráulica —también proveniente del sol en la forma de evaporación y precipitación de las aguas— es la única de significación entre las fuentes renovables, pero apenas alcanza a suplir 3,3 por ciento del consumo.

3. El consumo mundial de energía, estimado para 1948 en 29 billones de HPh o un equivalente en carbón de 2.895 millones de toneladas, se estimó para 1953 en 34 billones de HPh, o un equivalente en carbón de 3.400 millones de toneladas. De esta energía consumida, Estados Unidos gastó el 45 por ciento, con solo un 7 por ciento de la población mundial.

A la tasa de consumo de Estados Unidos, que llega casi a 1.00.000 HPh por persona por año, los 2.500 millones de habitantes que tiene la tierra necesitarían 250 billones de HPh. Esta energía equivaldría en carbón a 25.000 millones de toneladas, y en petróleo su equivalencia sería de 112.500 millones de barriles. Es decir, que catorce meses y doce días bastarían para agotar la energía de todos los 135.000 millones de barriles de petróleo que contienen todas las reservas mundiales actuales.

4. Dentro de veinticinco años, antes de 1980, la población mundial habrá llegado a 3.500 millones, puesto que ya crece a razón de 30 millones por año. Dentro de este mismo período, el consumo de energía en Estados Unidos se habrá duplicado, no obstante que es ya tan alto que toma el 45 por ciento del consumo mundial.

Con base en estas curvas del crecimiento de la población y del consumo de energía, el Consultor de la Comisión de Energía

Atómica, Palmer Putnam, señaló que todas las reservas mundiales utilizables de combustible fósil —lo cual incluye carbón, petróleo y gas— se habrán agotado en setenta años.

En el Symposium sobre energía, organizado por la Fundación de Ciencias el pasado noviembre en la Universidad de Wisconsin, también señaló Putnam que los combustibles radiactivos durarían sólo ciento setenta y cinco años más. En esta reunión, como en muchas otras, se hizo evidente el convencimiento del rápido agotamiento de los recursos de energía de la tierra, así como la preocupación de adelantar en la utilización directa de la energía solar como sustituto indispensable de los recursos agotados.

5. Las reservas totales de todos los depósitos de combustibles fósiles del mundo han sido estimadas diferentemente por varios científicos especializados. Ayres y Scarlott hacen un cuadro de reservas máximas y mínimas, en equivalentes de caballos de fuerza hora (HPh) así:

Billones HPh (X 101-)	Máximas	Mínimas
Carbón	75.000	75.000
Petróleo	500	300
Gas	300	200
Esquistos	1.200	200
Asfalto	2.000	—
Turba	500	500
Totales	79.500	76.200

Lo importante en este cuadro, relativo a los recursos petroleros de Venezuela, es que la variable de las reservas máximas elevadas diez veces sobre las reservas mínimas, se mueve exclusivamente sobre las bases de predicciones de recuperación del carbón. En palabras de los autores mencionados, “lo que queda en combustibles fósiles depende del carbón. Si encontramos el doble de petróleo o gas, o si podemos recuperar diez veces más asfalto, o si podemos producir todo el petróleo que se encuentra en los esquistos, el cuadro de la situación no cambiaría mucho”.

Además, respecto a las máximas reservas, los mismos autores explican que “esto no significa que la era de combustible fósil llegaría a ser ni remotamente diez veces más larga si podemos obtener las cantidades máximas. Los distintos factores que afectan la vida conspiran para quitar importancia a las magnitudes de las reservas. Se verá que la situación de la energía en el futuro es fundamentalmente casi la misma, independientemente de nuestra escogencia de cifras” (pág. 85).

6. La civilización actual impone un consumo de energía que cada día aumenta. Queda dicho que las energías económicas y convenientes se toman casi en su totalidad de los combustibles fósiles que se agotan en rápida progresión creciente. También se señaló que el petróleo y el gas son fracciones insignificantes de estos recursos. Sin embargo, la tendencia del consumo se dirige cada vez más hacia el petróleo y el gas. Toda la vida moderna, pero especialmente la agricultura, los transportes y la electrificación han determinado que el petróleo y el gas ocupen el primer puesto en el valor del consumo de minerales en el mundo. Desde 1949, con un valor de 9.700 millones de dólares, el petróleo y el gas superan al carbón, que ese año llegó a 9.400 millones de dólares.

El aumento de las necesidades de petróleo se extiende simultáneamente en muchas direcciones. Los Woytinsky reconocen que “este aumento hace muy serio el problema del agotamiento de las reservas existentes de petróleo, no solo para Estados Unidos, sino para el mundo en su conjunto”. Los mismos autores reconocen que “los abastecimientos de petróleo y gas natural se habrán reducido apreciablemente para el año 2000”, señalando al mismo tiempo que “otros (Rudolf Laemmel, *Energie der Welt*. Suiza, 1947) piensan que se habrán agotado bastante antes de terminar el siglo”. Y continúan, “sin llegar a aceptar este punto de vista extremo, es razonable presumir que el suministro de energía de esta fuente bajará a menos de la mitad del suministro actual”. (Pág. 983).

7. En Estados Unidos, que consume ocho millones de barriles de petróleo de los catorce millones que se producen diariamente en el mundo, el problema que plantea el agotamiento inminente de este

combustible se estudia constantemente. Ayres y Scarlott, con base en el *Report of Investigation of Petroleum in Relation to National Defense*, asientan que la producción de este país habrá bajado para 1970 a 1.000 millones de barriles por año, lo que sería apenas la tercera parte del consumo de 1953.

La predicción de la caída de producción se basa en el testimonio de expertos que, si resultan correctos en sus cálculos, “colocaría el pico de producción en los Estados Unidos en un tiempo comprendido entre 1950 y 1967, o, más probablemente, entre 1955 y 1960” (pág. 40).

El famoso *Informe Paley* de 1952 (*President's Materials Policy Report*) sigue en términos generales estas ideas, sintetizándolas en un gráfico que marca la separación entre la curva ascendente de la demanda y la curva descendente de la producción (Vol. I, pág. 108). De ahí que ese informe sostenga que “el presente conocimiento de la posición futura del petróleo de la nación no justifica el discriminar contra las importaciones de petróleo crudo de cualquier parte del mundo... En vista de sus futuras necesidades y limitados recursos, esta nación debería alegrarse de las importaciones de petróleo crudo y no colocar obstáculos en este sentido” (pág. 109).

8. La ciencia y la técnica modernas permiten esperar que se encontrará una solución al problema de la energía y que la máquina no se detendrá cuando hayamos agotado la “luz solar almacenada” en los combustibles fósiles.

Hasta ahora la energía nuclear que se concentra en las bombas explosivas reclama un consumo de energía de otras fuentes superior al que desencadena la explosión de esas bombas. La Comisión de Energía Atómica de Estados Unidos es el mayor consumidor de fuerza eléctrica del mundo. Pero los combustibles radiactivos, ha dicho el mismo Putnam, consejero de la Comisión, suministrarán alguna vez la energía que se necesite cuando se extingan los combustibles fósiles.

El aprovechamiento directo de la luz y el calor del sol se ha intentado desde remotos tiempos. Los romanos emplearon espejos cóncavos con láminas de plata para enfocar los rayos solares. Hoy aparatos más avanzados permiten vislumbrar una utilización más eficaz. El

transistor de silicón de los Laboratorios Bell y el generador de sulfato de cadmio de las Fuerzas Aéreas de Estados Unidos, señalan gran adelanto en estas investigaciones.

9. No obstante los adelantos de la ciencia y de la técnica, quienes se especializan en los estudios sobre energía muestran grave preocupación por el progresivo e inevitable agotamiento de los combustibles fósiles. Las necesidades se atenderán probablemente por otros medios de producción de energía; pero ellos serán mucho más complicados y costosos que los que ofrece la utilización de las fuentes actuales.

Técnicamente es posible pasar de un combustible a otro pagando el precio. El petróleo y el gas se agotarán mucho antes que el carbón y este irá supliendo a la escasez de esos combustibles; pero ello será por corto tiempo y mediante dificultades y recargos adicionales. Hasta del aire se puede sacar gasolina según diversos procedimientos; pero un galón producido con bióxido de carbono del aire costaría tres dólares. Los combustibles que ofrece la naturaleza se agotarán; luego los elaborará el hombre artificialmente. Pero esta solución reclamará tremendos esfuerzos de investigación y costos que hoy nos parecerían prohibitivos.

La economía venezolana y el petróleo

10. De cuanto se ha expuesto sobre la significación económica del petróleo y sobre las perspectivas de su consumo podría derivarse, como línea de conducta más conveniente para Venezuela, la encaminada a limitar la explotación de las reservas probadas actuales y a impedir cualquier nueva explotación en las concesiones otorgadas que pueda precipitar el agotamiento de las reservas probables.

11. Pero la economía venezolana tiene por base el petróleo y de él depende. Una disminución sensible de las entradas que recibe el país por la explotación de este producto, provocaría una cadena de reacciones capaces de suscitar una crisis económica y social.

12. Se estima que el petróleo contribuye con más del 70% al total del ingreso nacional. Cuando en 1951 se le estimó en 7.195 millones de bolívares, los pagos de la industria al Gobierno alcanzaron

a 1.412 millones de bolívares y los salarios y otros gastos llegaron a 1.100 millones. Directamente se recibieron del petróleo más de 2.500 millones de bolívares, y una cantidad igual se estima que la economía del petróleo determinó en la economía general del país.

13. El comercio exterior, que en Venezuela desempeña función excepcional, tiene su base en el petróleo. En 1951 la suma de las exportaciones e importaciones excedió el total del ingreso nacional. Pero de los 4.534 millones de bolívares exportados, 4.372 millones consistían en petróleo (96,5%).

14. El presupuesto nacional, que también en Venezuela desempeña función excepcional, tiene su base en el petróleo. En 1951 los gastos del Gobierno central alcanzaron a 2.288 millones de bolívares (casi un tercio del ingreso nacional) y fueron en gran parte pagados con 1.412 millones percibidos de las explotaciones petroleras. El petróleo contribuyó directamente con el 2,3% de las entradas del presupuesto.

15. La posición de dependencia de la economía nacional frente al petróleo no permite adoptar todas las medidas de defensa del interés público que aconsejarían las condiciones mundiales de demanda del combustible. No puede ni debe aplicarse ninguna medida que produzca una reducción de las entradas que recibe el país por el petróleo, ni las que impidan mantener —y hasta posiblemente aumentar— esas entradas en el futuro.

16. A este respecto cabe preguntar:

En caso de disminución de la producción, ¿tendría la nación que aceptar necesariamente una disminución de sus entradas?

¿No podría la nación aumentar sus entradas manteniendo el nivel actual de producción?

A esta cuestión se refiere el cuadro y el gráfico N° 1, que señalan el movimiento de las entradas del Gobierno en relación al valor de la producción de petróleo. Allí se ve que, mientras en los años de 1945 a 1948, se recibió desde 36,2 por ciento hasta 37,6 por ciento del valor de la producción, de 1949 a 1952, nunca se recibió más de 30,8 por ciento y se llegó a recibir hasta sólo 25,7 por ciento en 1950.

Por este sólo respecto se aprecia que la producción podría disminuirse hasta en un 7 por ciento sin disminuir las entradas, siempre que la participación gubernamental se establezca al límite conocido y probado en 1948. Pero hay más: la producción en 1952, último año del gráfico, fue casi 50 por ciento mayor que la de 1948, los precios del petróleo aumentaron porque se refinó en el país una mayor cantidad del crudo, y sin embargo se recibió 7 por ciento menos del valor de lo explotado. Mientras tanto, la industria también había disminuido lo que deja el país en salarios y otros gastos. En 1948 mantenía un personal de 58.418 empleados y obreros, en tanto que en 1952 el personal alcanzaba a 45.654, o sea una reducción del 22 por ciento.

En esas condiciones de mayor producción, mayor dinero y menor número de trabajadores, sería razonable elevar el por ciento de participación en el valor del petróleo aun por sobre el límite logrado en 1948. Un aumento del 3 por ciento, por ejemplo, sería inobjetable. De esta manera, una reducción del 10 por ciento en la producción, no habría afectado en nada la participación recibida por el país.

Si al valor de la producción del año 1952, que alcanzó 4.897 millones de bolívares, se hubiese aplicado simplemente la tasa de participación obtenida en 1948, el Gobierno habría recibido 1.841 millones de bolívares, o sea, 333 millones más sobre los 1.508 millones percibidos ese año.

17. El cuadro y gráfico N° 2 ratifican los resultados señalados anteriormente. Ahí se indica cuánto obtuvieron por cada tonelada métrica de petróleo explotado los principales países productores que siguen el sistema de concesiones trabajadas por empresas extranjeras.

Venezuela marcó etapa de adelanto al lograr una participación equitativa en 1948, con el sistema de impuestos que se ha llamado 50-50. Como lo reconoce *The Economist*, de Londres, en artículo relativo al Medio Oriente —27 de febrero de 1954— el movimiento de más justa participación iniciado en Venezuela se ha ido extendiendo en aquella gran zona petrolera. En 1940 recibimos 1,14 dólares por tonelada, y solamente Bahrein recibió menos aquel año: 1,11 dólares. Irán, Iraq y Saudi Arabia recibieron 1,82 dólares, 2,53

dólares y 2,54 dólares, respectivamente. Para 1948, mientras en el Medio Oriente no se habían registrado cambios en el sistema de participación, en Venezuela llegamos a obtener 6,04 dólares, o sea casi cinco y media veces la participación de 1940.

Pero luego hemos bajado en tanto que aquellos países han subido, encontrándonos con que Iraq recibió en 1952 5,85 dólares por tonelada métrica cuando Venezuela recibió solamente 5,17 dólares por igual unidad de petróleo.

Más dramática aún es nuestra posición con respecto a la del Canadá. Este país logró para 1953 8,70 dólares por tonelada métrica, no obstante que su producción es muy inferior a la de Venezuela, tanto en su magnitud global como en su rendimiento por pozo. Sus 270.000 barriles diarios salen de más de 4.000 pozos; por consiguiente su producción apenas alcanza a 1/7 la de Venezuela, y el rendimiento por pozo es menos de 1/3 del de los nuestros. Sin embargo, el gobierno allí recibe un 50 por ciento más que en Venezuela.

18. Si no se disminuye la producción de petróleo, o si solo se la disminuye dentro de los límites que permite el aumento de la participación, en uno u otro caso se precisa mantener un margen de reservas probadas que garanticen el funcionamiento de la industria y el ritmo de entradas que el petróleo determina en la economía del país.

Las reservas probadas de 1.550 millones de metros cúbicos existentes para fines de 1953, representan 15 veces la producción de ese año, y 1 y 1/2 vez la producción acumulada desde que se inició la explotación en 1917.

Estas relaciones de agotamiento se comparan favorablemente con las de Estados Unidos, principal productor y consumidor, cuyas reservas para 1953 solo representan doce veces la producción de ese año, y únicamente 3/5 de la producción acumulada.

19. Para conservar esta favorable relación entre reservas probadas y producción, se requiere que la industria tenga amplio margen de tierras disponibles para trabajos de perforación. Cada año es necesario que esos trabajos descubran nuevos campos de petróleo o amplíen los existentes para que las nuevas reservas sustituyan con exceso el petróleo extraído en el curso del año.

20. No obstante que el futuro del petróleo es halagüeño nadie podría pretender que, en las condiciones actuales de la economía venezolana, convenga posponer los descubrimientos de nuevas reservas, alterando así desfavorablemente la relación reservas-producción. Sin aumentar la producción, y aun disminuyéndola, es deseable aumentar las reservas o, por lo menos, mantenerlas.

Grandísima extensión de las concesiones no ha sido trabajada y ni siquiera explorada

21. Al finalizar el año de 1947 la industria petrolera tenía probadas por perforaciones 168.485 hectáreas, y en ellas se encontraban los 1.160 millones de metros cúbicos de petróleo que constituían las reservas probadas. En los seis años transcurridos desde entonces se han extraído 546 millones de metros cúbicos, lo cual dejaría un balance de 624 millones de las reservas de diciembre de 1947.

Pero las reservas probadas de petróleo para diciembre de 1953 alcanzaban a 1.550 millones de metros cúbicos, no obstante la extracción de los seis años precedentes. De consiguiente, las reservas de petróleo agregadas en esos seis años a las existentes para diciembre de 1947, alcanzan a la cantidad de 926 millones de metros cúbicos, descubiertos así:

Perforaciones y revisiones de los campos petroleros existentes en las 168.485 hectáreas exploradas hasta 1947.

Perforaciones exploratorias en 55.695 hectáreas tomadas de las concesiones vigentes.

22. Las 168.485 hectáreas probadas por perforaciones representan tan solo 2,8 por ciento de la extensión de las concesiones vigentes. Las 55.695 hectáreas trabajadas por nuevas perforaciones en los seis años siguientes, representan el 0,9 por ciento. Es decir que, mediante la revisión de los campos existentes y los nuevos trabajos exploratorios en la ínfima fracción de menos de 1 por ciento de las concesiones guardadas en reserva por la industria, se pudieron descubrir 926 millones de metros cúbicos de nuevas reservas probadas, que sirvieron para suplir las enormes cantidades de petróleo extraído en

seis años y para aumentar las existencias en importante proporción. El promedio anual de nuevas hectáreas trabajadas por perforaciones alcanzó a 9.282 hectáreas. Lo reducido de esa cantidad en relación a la extensión de las concesiones que guardan en su poder las compañías, se destaca por la circunstancia de que a esa ínfima tasa anual de hectáreas exploradas transcurrirían 635 años para trabajar toda el área remanente.

23. El cuadro y gráfico N° 3 muestran en forma clara y evidente la situación que se viene describiendo. Está reportada en rectángulos proporcionales la situación actual de las hectáreas de concesiones por compañías, conforme a los datos oficiales de la Oficina Técnica de Hidrocarburos. Allí se ve que, con excepción del Grupo Pantepec, la escala del por ciento de hectáreas trabajadas, va desde el 4,3 por ciento para la Creole hasta el 0,6 y 0,3 por ciento para la Richmond y la Sinclair, respectivamente. Solamente la Pantepec, con la fracción más pequeña de las concesiones —13.264 hectáreas— es la empresa que ha tenido que probarlas y trabajarlas en mayor proporción, 35,9 por ciento y 25,9 por ciento respectivamente.

Sin embargo, la Pantepec tiene aún sin explorar casi el doble de la extensión que ha perforado y probado. Y la Creole, que a gran distancia le sigue en el orden de exploraciones, tiene probadas el 6,2 por ciento, lo cual significa que tiene sin explorar una extensión más de quince veces mayor que la extensión probada. Le sigue la Shell, con 5 por ciento de las concesiones probadas, y, por tanto, con una extensión sin explorar diecinueve veces mayor; y de allí sucesivamente aumenta la extensión de concesiones sin explorar de las demás compañías.

Las concesiones aún no exploradas por perforaciones muestran magníficas posibilidades petroleras

24. Debería bastar la comprobación del estado actual de las concesiones vigentes, para convencerse de que ni ahora —después de 11 años de no haberse otorgado nuevas concesiones— ni dentro de los años futuros inmediatos, es necesario otorgar nuevas concesiones para mantener el alto nivel de producción alcanzado. Más aún, los márgenes de concesiones no exploradas son de tal magnitud

que fácilmente admitirían un aumento progresivo de ese alto nivel de producción, si las necesidades y el desarrollo de la economía de Venezuela justificaran ese aumento. Es suficiente recordar que:

En el curso de los seis años transcurridos desde 1948, la producción se ha elevado de 1.338.800 barriles diarios en aquel año, a un promedio de más de 1.900.000 barriles en lo que va del año actual.

No obstante que el nivel alcanzado en 1948 significó un aumento de 2 1/2 veces sobre el promedio de la producción de los años de la guerra, y no obstante que el Gobierno muy razonablemente ha impuesto restricciones a la producción actual, el nivel ya alcanzado significa un aumento de 43 por ciento sobre el de 1948.

En el tiempo que se examina, las empresas solamente tuvieron que recurrir a un promedio de 9.282 hectáreas nuevas anuales, que representa la insignificante cantidad de uno y medio décimo del uno por ciento de la extensión de las concesiones.

25. Cabe sin embargo agregar que, las posibilidades petroleras de la grandísima extensión no explorada de las concesiones, se comprueba por algo más que por la circunstancia de conservarlas en su poder las compañías mediante el pago de los respectivos impuestos.

Las posibilidades de encontrar petróleo en las concesiones no exploradas se puede medir con bastante exactitud estudiando los resultados de las perforaciones de pozos exploratorios (wildcat) en los trabajos de búsqueda de nuevos campos de petróleo.

El cuadro gráfico N° 4 presenta esta información, comparando el riesgo para descubrir petróleo en Estados Unidos —que explota la mitad de la producción mundial— con el riesgo que se corre en Venezuela en los terrenos no explorados de las concesiones vigentes.

En los años de 1948 y 1949, por cada pozo productor que se obtuvo se perdieron un poco más de dos pozos secos; es decir, que el por ciento de éxito en las perforaciones de pozos exploratorios fue algo menos de una tercera parte —31,37 por ciento y 30,77 por ciento, respectivamente—. En esos mismos años, en Estados Unidos, para lograr un pozo productor se perdieron más de siete y medio pozos que resultaron secos, lo cual representa un por ciento de éxito muy poco

mayor a una novena parte —11,66 por ciento y 11,37 por ciento en 1948 y 1949, respectivamente—. La comparación de riesgo en esos años da el resultado siguiente:

Riesgo en Estados Unidos	7,68 a 1
Riesgo en Venezuela	2,22 a 1

Lo cual indica que en Venezuela en esos años fue 2,7 veces más fácil descubrir petróleo en nuevos campos, que lo que fue en Estados Unidos.

Todavía más importante es la tendencia que señalan los tres años subsiguientes. Mientras en Venezuela la curva de relación de pozos secos a pozos productores sigue una línea notablemente descendente, en Estados Unidos la curva tiende a ascender. De consiguiente, el por ciento de éxito se levanta violentamente en Venezuela, en tanto que en Estados Unidos sigue decayendo. Incidentalmente conviene observar que esta tendencia de aumento en la dificultad de encontrar petróleo en Estados Unidos ratifica la afirmación de que este país se acerca al término del pico de su producción que, como se ha dicho, se espera que ocurrirá entre los años de 1955 y 1960.

En 1952 se perforaron en Venezuela 114 pozos exploratorios, de los cuales 46 resultaron productores de petróleo y 8 de gas. Tan solo un remanente de 60 pozos resultaron secos, dando así una proporción de 1,11 pozos secos por pozo productor. Esto representa un éxito en la búsqueda de nuevos campos de 47,37 por ciento, es decir casi mitad y mitad, éxitos y pérdidas. Para este año, en Estados Unidos, hubo 8,05 pozos secos por cada productor, por ciento de éxito de 11,06 por ciento. La comparación de riesgos en 1952 da el resultado siguiente:

Riesgo en Estados Unidos	8,05 a 1
Riesgo en Venezuela	1,11 a 1

Lo cual indica que en Venezuela, en 1952, fue 4,2 veces más fácil descubrir petróleo en nuevos campos que lo que fue en Estados Unidos.

Tan notable diferencia de probabilidades en las exploraciones de uno y otro país se ha alcanzado, más por la evolución favorable ocurrida en Venezuela, que por la declinación del por ciento de éxitos que se observa en Estados Unidos.

26. La alta relación de éxito en la perforación de pozos exploratorios, destaca las magníficas posibilidades del 96,3 por ciento de las concesiones vigentes; de esas 5.833.469 hectáreas que las empresas conservan en reservas no exploradas por perforaciones, mientras pretenden seguir acaparando las posibilidades petroleras del país. Las magníficas posibilidades, el potencial de las concesiones no exploradas, resaltan todavía más cuando se observa que el ya pequeño riesgo de 1948, de 2,18 pozos secos por productor, se reduce a 1,11 para 1952.

27. Queda dicho que para 1952 el diferencial de riesgo entre Venezuela y Estados Unidos —1,11 y 8,05, respectivamente— era de 4,2 veces en favor de Venezuela. En otros términos, cuando en Estados Unidos se perforan 9,05 pozos exploratorios y solamente se obtiene un pozo productor, esa misma cantidad de pozos en Venezuela da un rendimiento de 4,2 productores.

Este diferencial de riesgo debe también ajustarse con el diferencial de producción por pozo entre Venezuela y Estados Unidos. El promedio respectivo de producción por pozo en 1953 fue de 222,8 y 13,6 barriles diarios. De donde un gran diferencial de producción en favor de Venezuela. Los pozos venezolanos produjeron 16,3 veces más que los americanos.

Por lo tanto, en Estados Unidos es necesario perforar 9,05 pozos exploratorios para lograr uno con producción media de 13,6 barriles. En Venezuela, el mismo número de perforaciones da 4,2 pozos productores con rendimiento medio de 222,3 barriles. Así, mientras en Estados Unidos se obtienen 13,6 barriles, en Venezuela se obtienen 933,6; diferencial total de 68,6 a 1.

28. Si alguna validez tuviese la aseveración que se hace en sectores interesados, de que la práctica en Estados Unidos aconseja “una relación normal de 16 hectáreas por cada barril de producción diaria”, en Venezuela no correspondería una rebaja caprichosa de la

mitad como se ha pretendido. En Venezuela habría de aplicarse una corrección basada en la diferencia de posibilidades de encontrar nuevos campos productores y en la diferencia de producción por pozos. La supuesta relación normal, así adaptada a las diferencias comprobadas, daría un equivalente de 2.332,3 metros cuadrados, o sea, un poco menos de una cuarta parte de una hectárea.

Según estos cálculos, una producción de 1.800.000 barriles reclamaría 420.000 hectáreas. Y lo cierto en la experiencia venezolana es que:

Hasta 1947 sólo se estuvieron utilizando 168.485 hectáreas para una producción que subió a 1.338.800 barriles diarios.

Hasta 1952 sólo tuvieron que agregarse 55.695 hectáreas para una producción que subió a 1.900.000 barriles diarios.

No son tantas las tierras no concedidas

29. Otro punto que conviene revisar es el de la extensión e importancia de las tierras con posibilidades petroleras que quedan libres en Venezuela. Muchos razonan bajo el concepto de que si *bien* es mucha la extensión de las concesiones, mucho mayor es la extensión sin concesiones. Teóricamente es así; prácticamente, ajustada la situación a la realidad, los datos cambian substancialmente.

La parte del territorio nacional con posibilidades de petróleo se estimó para 1947 en “unos 25 millones de hectáreas, o sea, menos del 30 por ciento del área total del país” (Oficina Técnica de Hidrocarburos, Informe de 1947). Estas zonas petrolíferas, por las condiciones geológicas de sus formaciones, se encuentran en tres grandes cuencas sedimentarias de extensiones similares de unos 8 a 9 millones de hectáreas: Maracaibo, Orinoco y Apure. Para 1952 la Oficina Técnica de Hidrocarburos eleva la extensión de las cuencas petrolíferas de Venezuela a 35 millones de hectáreas, es decir, que hace una estimación un 40 por ciento mayor que en 1947, sin dar explicaciones de semejante variante. Las concesiones vigentes —dice la Oficina Técnica— comprenden el 17,9 por ciento del área revisada; pero representaría el 25 por ciento de la estimación de 1947.

30. Sin embargo, más importante que la extensión mayor o menor de las cuencas petrolíferas no comprendidas en las concesiones vigentes, es el hecho de que gran parte de ellas hubiesen estado ya anteriormente en poder de la industria petrolera. Por razón del procedimiento legal de transformación de las “concesiones de exploración y explotación” en “concesiones de explotación” muchas hectáreas concedidas revierten al Estado en la forma llamada de “reservas” y “sobrantes”. La extensión de estos dos tipos de tierras petrolíferas es de 5.241.946 hectáreas. Además, hay las zonas devueltas por las compañías bajo la forma de “caducidades” y “renuncias”, cuya extensión no se menciona en los datos oficiales.

En una u otra forma se aprecia el proceso de selección que se ha ido realizando, completado por la circunstancia de que las empresas indicaban las zonas de mayor interés en las ocasiones en que se ofrecieron concesiones. Parece, pues, claro, que las tierras con posibilidades petrolíferas, cualquiera que sea la estimación de su extensión, son tierras de segundo grado en el sentido de que hubo una primera selección más o menos acertada.

31. En un nuevo ciclo de concesiones, mediante los más avanzados métodos de la geofísica, la industria tendría oportunidad de escoger lo mejor que quede dentro del área libre que tiene el país, dejando solamente terrenos petrolíferos de tercera clase. Lo que tiene dicho Luengo Cabello, respecto del hierro, de que “la nación no pretende esterilizar la iniciativa privada”, pero tampoco “se precipita a la contratación de sus reservas ferríferas”, que “demandan detenido estudio y suma prudencia en lo que atañe a su administración y destino”, afirmando que es “un tipo de explotación que puede y debe tener el más acentuado sello nacional” (pág. VIII), debería aplicarse con muchísima mayor razón a las reservas de petróleo de Venezuela. Debería reconocerle que el país que ocupa el primer puesto como proveedor de petróleo para el mundo actual y lleva treinta y siete años de experiencia en este tipo de industria, tiene motivos suficientes para revisar el mejor empleo de su potencial humano especializado, en la exploración y explotación de sus recursos petrolíferos.

32. Si hay alguna explotación industrial en que Venezuela debe alguna vez comenzar a imprimir su sello nacional, ella es indudablemente la industria petrolera que desempeña función tan principal en la economía del país.

Si Venezuela depende de su producción de petróleo, ¿deberá depender indefinida y exclusivamente de las empresas extranjeras que explotan esta industria?

Si la economía nacional depende del petróleo, ¿no reclama la soberanía nacional que esta industria comience a administrarse con sentido nacional?

33. Tanto razones de soberanía como de interés económico nacional, reclaman que en las áreas petrolíferas no sometidas aún a concesiones otorgadas al capital extranjero, se inicien por lo menos trabajos de exploración sistemática que permitan resolver con mayor conocimiento sobre su administración y destino.

En número anterior se trató sobre el riesgo en Venezuela de las perforaciones exploratorias en busca de nuevos depósitos de petróleo. Los datos demuestran que, con la técnica moderna, la magnitud de la aventura en nuestro país se ha reducido a límites que no exceden mucho los riesgos ordinarios de otras empresas.

La etapa de los riesgos de una industria minera que comienza sus pruebas ha quedado superada. En petróleo no estamos en las condiciones de un país no productor que, sin capital propio disponible, deja al capital extranjero aventurarse en una nueva actividad económica difícil.

Una etapa intermedia entre la explotación extranjera y la explotación nacional, cabría aplicar en Venezuela en las tierras libres de concesiones. La perforación exploratoria cumpliría esta función al probar los depósitos petrolíferos que se encuentran en ellas. La nación podría luego contratar sobre una riqueza más cierta, con empresas nacionales o extranjeras.

34. Probados los depósitos de las tierras no sometidas a concesiones, la nación lograría una mayor libertad de acción para administrar su principal fuente de riqueza. Igualmente podría alcanzar una participación mucho mayor para el país, pues trataría

sobre bases conocidas, desechado el elemento riesgo con el cual justifican las empresas sus fantásticas ganancias.

35. Sirva de ejemplo el significativo caso muy reciente, del campo de Neches en el Estado de Texas, adquirido del gobierno del Estado en pública subasta por la Humble Oil & Refining Co., subsidiaria de la Standard de New Jersey. Cuarenta y tres compañías hicieron ofertas en la primera semana del pasado abril en Austin. La gran mayoría de las ofertas ofrecieron participaciones que excedían el 50 por ciento de la producción bruta del campo; por consiguiente mucho más del 50 por ciento de las ganancias. Pero la oferta de la Humble, que obtuvo la concesión, subió a la extraordinaria cifra del 90,5 por ciento de todo el petróleo producido por el área. Esto implica que la empresa tomará, para amortización y ganancia del capital invertido, añadidos a los gastos de producción, 9 y 1/2 barriles de cada cien barriles de producción. El gobierno de Texas recibirá libres de todo gasto 90 y 1/2 barriles de cada 100 barriles que explote Humble en sus terrenos. Desde luego, semejante participación es la más alta que registra la historia de la industria del petróleo.

Otro caso diferente, pero igualmente de significación, es el de las concesiones de Mares, en Colombia. Ha sido este el primero en el que al Gobierno revierten sus depósitos de petróleo en condiciones de continuar una explotación organizada. También en este caso ha invertido la Standard de New Jersey, pues es una filial, la International Petroleum Co., la que ha convenido en administrar para la nación las concesiones revertidas, bajo el sistema de “costo más comisión” —*cost plus*— muy generalmente utilizado en actividades económicas. Pero será la “Empresa Nacional de Petróleos”, organismo oficial, quien tendrá la administración superior de esta riqueza de Colombia.

36. Esta oportunidad abierta a los venezolanos para aprovechar mejor sus riquezas naturales conociéndolas y valuándolas debidamente, constituye sin duda una de las principales consideraciones que incitan al capital extranjero a acaparar la restante riqueza petrolera del país. Los círculos interesados han pesado bien las ventajas de una operación realizada antes de que el país despierte

ante su oportunidad. Más tarde tendrían quizás que aceptar estipulaciones que reducirían sus elevadísimas ganancias a niveles más aproximados a los de “administración por comisión”, implícitos en el caso de Texas y pactados expresamente en el de Colombia.

37. También ha de tenerse presente que las concesiones vigentes llevan un término de 40 años impuesto por la Ley. Los años transcurridos han ido reduciendo su vida jurídica, y naturalmente las compañías pretenden, bajo la forma de nuevas concesiones, prorrogar indefinidamente esa posición privilegiada.

38. Las ganancias que sacan de Venezuela las compañías petroleras alcanzan magnitudes que ya no logra el capital internacional en ninguna parte del mundo. La conocida revista *Business Week* observaba en reciente edición que las inversiones de Estados Unidos en Venezuela habían ganado en 1952, 256 millones de dólares netos, superando las derivadas de las inversiones en el Canadá. Estos datos los reproduce la revista *Venezuela Up-today*, publicada por la Embajada en Washington en su número de abril (pág. 13). La importancia del dato de ganancias se destaca en toda su significación cuando se sabe que las inversiones de Estados Unidos en el Canadá tienen un valor neto de 5.000 millones de dólares y las inversiones en Venezuela alcanzaban 981 millones de dólares al finalizar el año 1950 (U. S. Department of Commerce, *Survey of Current Business*, diciembre de 1952). Con inversiones cinco veces mayores, en el Canadá se lograron menores ganancias.

39. Merece poca consideración la opinión que algunos sostienen y según la cual conviene dar nuevas concesiones para atraer nuevos inversionistas y así lograr una supuesta “diversificación” en la industria.

Con el conocimiento que se tiene del funcionamiento internacional de la industria del petróleo se puede afirmar que dicha “diversificación” es imposible en la práctica y no pasa de ser una expresión verbal que esconde una táctica de “diversión”. Las circunstancias muy especiales relativas a la naturaleza, ubicación y condiciones de mercado, del petróleo, han conducido a la cartelización de la industria y en ella se integraría forzosamente cualquier “nuevo concesionario”.

Esta necesidad de acuerdo internacional en la industria petrolera se ha reafirmado en las actuales gestiones de arreglo con Irán. El Gobierno de Estados Unidos en la primera semana de febrero de este año declaró que las cinco compañías americanas estaban autorizadas para entrar en el cartel contemplado para dicho arreglo. Esto implica nada menos que el otorgamiento de una especial inmunidad contra los procedimientos *antitrust* que el propio Gobierno había intentado contra esas empresas.

Por otra parte, no sería deseable la competencia entre los productores de nuestra principal riqueza natural no renovable. Esa competencia se traduciría en baja de precios contraria al interés directo de la nación, participante en las utilidades.

40. Por último, no es fácil olvidar que el petróleo es un don de la naturaleza estrechamente vinculado a las posibilidades de grandeza de los pueblos. Las grandes naciones cifran su seguridad, su bienestar y su importancia en su capacidad para disponer del combustible. Por esto se han trazado una política encaminada a acrecentar y conservar sus fuentes de suministro. La preocupación en esta materia adquiere perfiles dramáticos cuando se contemplan perspectivas bélicas que, desgraciadamente, aún no pueden desecharse. “Una gota de petróleo vale tanto como una gota de sangre”, dijo uno de los líderes de la Gran Guerra. El general Spaatz, ex jefe de las Fuerzas Aéreas de Estados Unidos, expresa en reciente publicación: “La era atómica está con nosotros, pero el petróleo sigue siendo el material estratégico que decidirá si vamos a tener alguna clase de paz u otra guerra mundial. Por el momento el grueso de los recursos petroleros está bajo nuestro dominio y ayuda a mantener la paz. Pero si los recursos petroleros del Medio Oriente, que están tentadoramente cercanos de la esfera rusa, cayeran bajo el dominio ruso, la balanza del petróleo se inclinará del lado soviético y la guerra en nuestra época será un hecho virtual”. (*News Week*, febrero 2 de 1953, pág. 22).

Venezuela tiene con su petróleo una gran riqueza, pero también enfrenta una gran responsabilidad. No debe impedir que se la utilice para satisfacer las necesidades de otros pueblos, pero, en resguardo de su propio interés nacional, no debe tampoco dilapidarlo.

Conclusiones

El petróleo es el principal de los combustibles indispensables en la vida moderna. Su utilización irá en aumento y continuará hasta el total agotamiento de los depósitos. El porvenir del producto es absolutamente seguro; sus precios irán ascendiendo.

Venezuela necesita mantener y hasta aumentar las entradas del petróleo. Para ello basta con la explotación de las concesiones vigentes y con una política de justa participación. Nuevas concesiones son, por lo tanto, innecesarias. Además son perjudiciales para los intereses permanentes del país.

Juan Pablo Pérez Alfonzo
WASHINGTON, D. C., 21 de junio de 1954.

Gráfico I

Participación en relación al valor del petróleo

por ciento

	38									
	36									
	34									
	32									
	30									
	28									
	26									
	24									
	1943	1944	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952
Prodc. M. Mt. ³	28,5	40,9	61,4	61,8	69,1	77,9	76,7	86,9	98,9	104,8
Precio Mt. ³	19,96	20,40	20,64	26,10	84,96	11,79	44,68	46,62	46,72	47,09
Valor	569	884	1068	1560	2415	3489	3419	3967	4622	4897
Parte. Gob.	156	229	888	515	846	1309	1055	1019	1411	1508
%	<u>27,2</u>	<u>27,4</u>	<u>26,2</u>	<u>33,2</u>	<u>35,0</u>	<u>37,6</u>	<u>30,8</u>	<u>25,7</u>	<u>30,5</u>	<u>30,7</u>

Nota: El precio medio utilizado para estimar el valor de la producción es el precio medio de los productos exportados, incluidos los refinados en una proporción que no ha llegado a exceder el 14,88 por ciento. La producción no exportada, consumida en el país en su mayor parte como refinados, representa, necesariamente, un mayor valor.

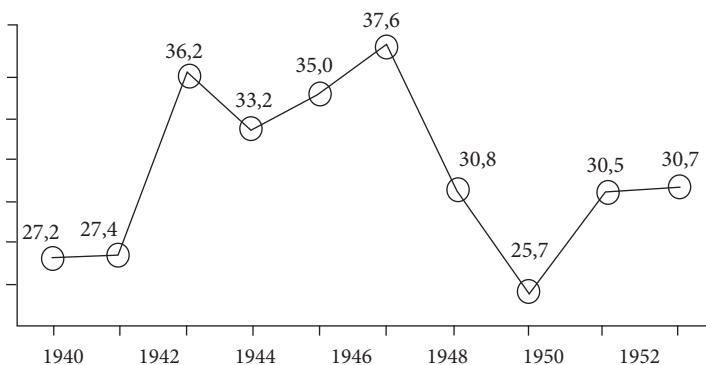
La curva de los precios medios utilizados sigue bastante cerca la curva de precios medios del petróleo en los pozos de Estados Unidos, mercado que determina el precio mundial del petróleo. Por ejemplo, el precio de bolívares 20,54 de 1945, o sea, dólares 6,64 da para el barril dólares 1,06, y el precio medio en Estados Unidos

para ese año fue de dólares 1,22. En 1950 el precio de bolívars 45,52 representa dólares 2,34 por barril, cuando el precio medio en Estados Unidos fue de dólares 2,51, según señala el Statistical Yearbook de ese país. El margen diferencial ha disminuido proporcionalmente, pero también varió para 1950 la proporción en que los refinados forman parte del precio para Venezuela. En 1945 la proporción de refinados fue de 9,07 por ciento; mientras en 1950 esa proporción se elevó a 14,88 por ciento.

Gráfico II

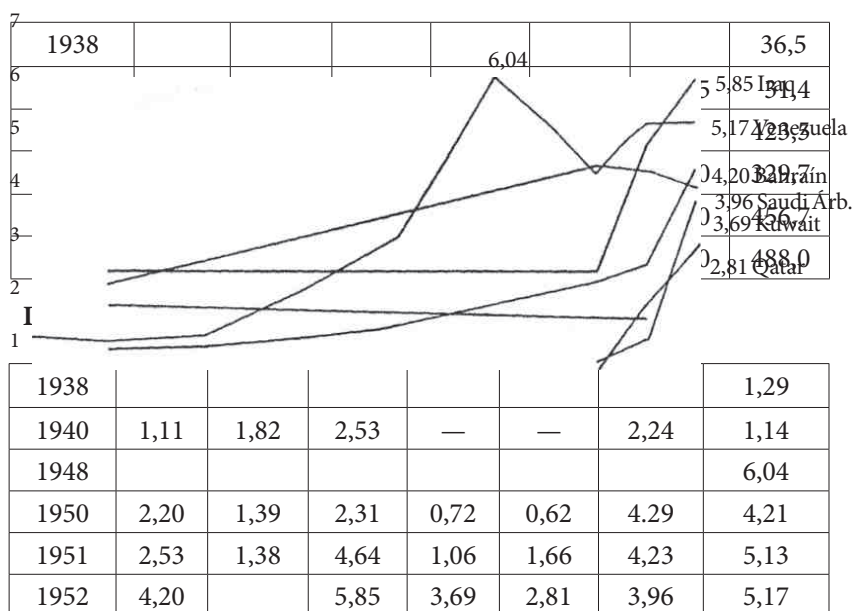
Participación de los países exportadores

08,70 Alberta
(Canadá, 1953)



Producción de petróleo (millones ton. mts.)

						Saudi	
Bahrain	Irán	Iraq	Kuwait	Qatar	Arabia	Venezuela	
1938	1,1	10,3	4,2			0,067	28,1
1940	0,9	8,8	3,2	—	—	0,67	27,5
1948	1,5	25,3	3,4	6,4		19,3	70,1
1950	1,5	32,2	6,4	17,2	1,6	26,1	78,2
1951	1,5	16,8	8,3	28,3	2,3	37,4	89,0
1952	1,5	1,3	18,8	37,6	3,2	40,6	94,4
1953	1,5	1,2	27,6	43,0	4,0	40,5	91,1

⁸ Pagos a los gobiernos (millones dólares)

Fuentes: 1. Economist 2,27.54:591; 2. U. N. Stat. Yearbook; 3. U. S. Stat. Abstr.; 4. Mem. Minist. de Minas e Hidroc. 1948-52, p. 189.

Gráfico III

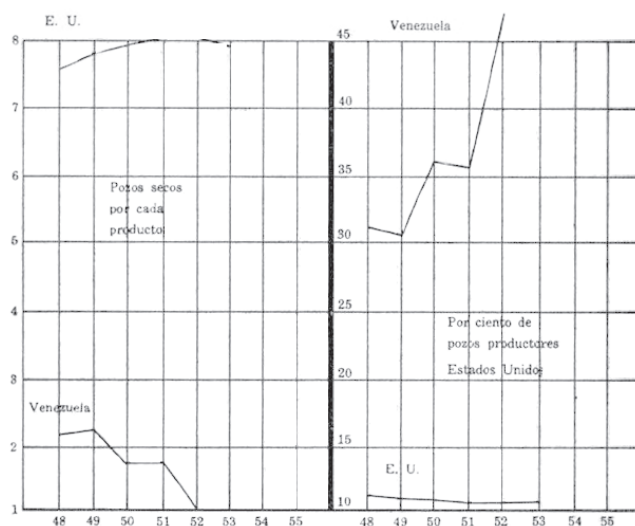
Relación de hectáreas retenidas por las compañías

Creole	G.	Shell	Mene Gde.	Socony	G. Texas	Snel	GVAR	RCH	Philp. Ptp.			
Retenidas	1368	1284	990	752	621	488	300	230	72,2	13		
Probadas	81	64	37	18	5,2	1,4	6,9	3,5	1,3	4,7		
Produc.	55	49	11	14	5,2	1,4	6,9	1,5	1,2	3,4		
%			4,3	3,8	1,1	1,9	0,9	0,3	2,3	0,6	1,6	25,9

Hectáreas	Concesiones 1	Explotadas 2	Inexplotadas 3	Probadas 2+3	% 2:1	% 3:1
Creole	1.303.576	55.616	25.488	81.100	4,3	6,2
G. Shell	1.284.863	49.122	14.915	64.037	3,8	5,0
Mene Gde.	990.778	11.286	26.334	37.620	1,1	3,7
Socony	752.730	14.717	3.429	18.146	1,9	2,4
G. Texas	621.908	5.217	31	5.248	0,8	0,8
Sinclair	488.584	1.442	0	1.442	0,3	0,3
Richmond	230.200	1.574	1.967	3.541	0,6	1,5
G.V.A.R.C.O.	299.448	6.945	40	6.985	2,3	2,3
Phillips	72.198	1.211	98	1.309	1,5	1,3
1952 Total	6.057.549	150.564	73.616	224.180	2,4	3,7
1947 Total	10.759.567			168.488	1,5	

Fuente: Mem. Fomento 1947: 14; Mem. Minas e Hidroc. 1948-52: 175.

Gráfico IV
Riesgo para descubrir petróleo



Pozos exploratorios¹⁵

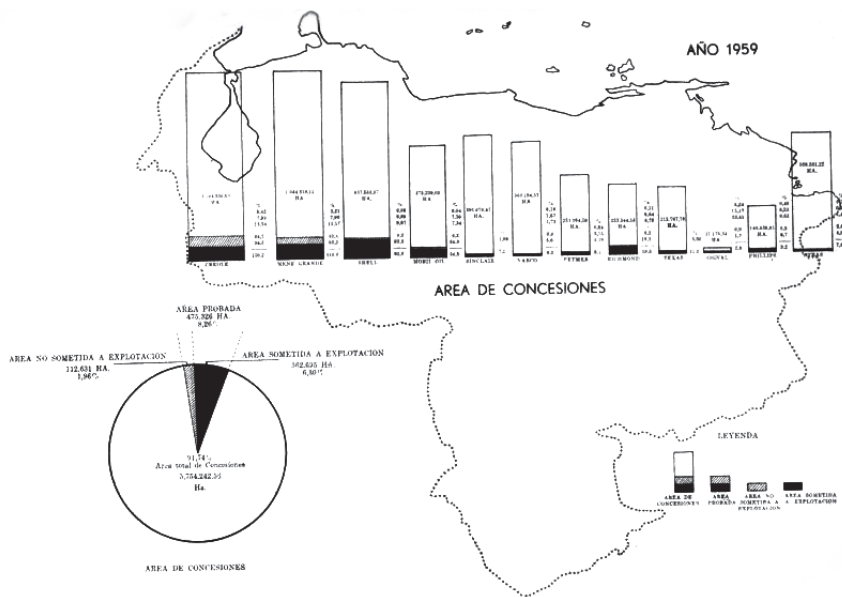
Año	Petróleo	Gas	Secos	Total	P. secos Venez.	P. prod. E.U.	Por % de prod.	
							Venez.	E.U.
1948	14	2	35	51	2,18	7,57	31,37	11,66
1949	19	1	45	65	2,25	7,79	30,77	11,37
1950	14	2	28	44	1,74	7,93	36,36	11,19
1951	34	3	66	103	1,78	8,05	35,92	11,05
1952	46	8	60	114	1,11	8,05	47,37	11,06

Fuente: Mem. Fomento 1947: 14; Mem. Minas e Hidroc. 1948-52: 175.

- 15 La Oficina Técnica de Hidrocarburos da esta denominación a aquellos que se perforan en busca de nuevos depósitos de petróleo, que la industria americana llama "wildcat". Los datos sobre Venezuela son tomados de datos suministrados por la mencionada Oficina Técnica de Hidrocarburos. Los de Estados Unidos provienen del Comité de Estad. Explor. de la Am. Ass. of Petroleum Geologists.

Gráfico V

Área de concesiones



**Arrogante sordera dictatorial
Cablegrama del 9-6-54 dirigido
a la Presidencia de la República**

NLT - Marcos Pérez Jiménez
Palacio de Miraflores,
Caracas.

Noticias recientes informan posibilidad nuevas concesiones petróleo. Reúno datos entregaré Embajada antes fin de mes comprobando inconvenientes semejante medida. Sería el mayor daño causado a Venezuela. ¿Antes resolver quiere esperar estudiar personalmente esta información?

Pérez Alfonzo
Wash. D. C. junio 9 de 1954 - 2910 Glover Drive, N. W. Tel.: WO - 62032.

Contestación de la Secretaría de la Presidencia de la República

Número 256. La Secretaría de la Presidencia de la República, se dirige al señor doctor Juan Pablo Pérez Alfonzo en la oportunidad de manifestarle, en relación con su radiograma del 9 del mes en curso para el señor Presidente de la República, que el autor de la opinión acerca de la materia a la cual se refiere dicho mensaje no tiene autoridad moral ni técnica para dar consejos sobre el particular.

Mal puede hablar de medidas inconvenientes para la nación venezolana quien, como el doctor Pérez Alfonzo, fue destacado personero ideológico y alto funcionario del Gobierno de Acción Democrática que es, sin duda alguna por los sobrados motivos que lo prueban, el más nefasto que ha tenido el país y mucho menos ahora cuando existe un Régimen que, en contraste definitivo con las actuaciones antinacionales del adequismo, se caracteriza por la defensa de los intereses de Venezuela.

Miraflores, 16 de junio de 1954. (fda.) 90

Fuentes de referencia:

1. Ayres and Scarlott, *Energy Sources. The Wealth of the World*, Nueva York, 1952.
2. Estados Unidos, *Federal Trade Commission Report on Petroleum Cartel*, Washington, D. C., 1952.
3. Estados Unidos, Bureau of Mines, *Minerals Year Book*.
4. Estados Unidos, *President's Material Commission Resources for Freedom*, Washington, D. C., 1952.
5. Harrison, George R., Dean of the Science School of M. I. T., "A Look Ahead...", *Life*, Enero de 1954.
6. Hassmann, Heinrich, *Oil in Soviet Union*, Princeton, 1953.
7. Independent Petroleum Association of América, *Petroleum in the Western Hemisphere*, Washington, D. C., 1952.
8. Inglaterra, *British Specialist Team on Conservation of Fuel*. Londres, Septiembre, 1953.
9. *Mechanization*, "A Billion-Ton Year for Coal?", Washington, D. C., Noviembre de 1951.
10. Mid-Century Conference on Resources for the Future, *Reports & Papers*, Washington, D. C., Diciembre, 1953.
11. Naciones Unidas, *Statistical Yearbook*.
12. Naciones Unidas, *Commodity Trade and Economic Development*, Nueva York, 1954.
13. *Oil & Gas Journal*, "World Wide Oil", Diciembre de 1953.
14. Putnam, Palmer, *Energy in the Future*, Nueva York, Noviembre, 1953.
15. Venezuela, Memorias del Banco Central, Caracas.
16. Venezuela, Memorias de los Ministerios de Fomento y de Minas e Hidrocarburos, Caracas.
17. *Scientific American*, varios números del año 1954.
18. World Power Conference, *Reports & Papers*, Londres, 1950.
19. Woytinsky & Woytinsky, *World Population and Production*, Nueva York, 1953.

Índice

Prólogo	9
Derechos de explotación y concesiones de petróleo	11
La situación en Venezuela	13
Consideraciones generales	13
Cuencas sedimentarias	15
Áreas petroleras	20
Relación entre cuencas y áreas petroleras	22
Campo Costanero Bolívar	25
Relación entre áreas petroleras y áreas probadas	27
Áreas libres en las cuencas sedimentarias	28
Conclusiones en materia de concesiones	29
Las nuevas concesiones de 1956 y 1957	31
La cuestión es de fondo, no de forma	35
Conclusiones	36
La situación en otros países	38
Búsqueda y exploración	45
Estado actual en Venezuela	47
Consideraciones generales	47
Exploración geológica y geofísica	47
Perforación exploratoria	48
Perforación exploratoria	50
Resultado de las exploraciones	51
Estado actual en otros países	53
Consideraciones generales	53
Libia y Sahara	55
Estados Unidos	56
Anexos	59
I. Croquis de las cuencas sedimentarias y áreas petroleras de Venezuela	61
II. Petróleo por cuencas y por áreas	62

III. Nuevas concesiones de petróleo	86
Necesidades de energía y perspectivas del consumo de petróleo	86
La economía venezolana y el petróleo	91
Grandísima extensión de las concesiones no ha sido trabajada y ni siquiera explorada	95
Las concesiones aún no exploradas por perforaciones muestran magníficas posibilidades petroleras	96
No son tantas las tierras no concedidas	100
Conclusiones	106
Gráfico 1: Participación en relación al valor del petróleo por ciento	107
Gráfico 2: Participación de los países exportadores	108
Gráfico 3: Relación de hectáreas retenidas por las compañías	110
Gráfico 4: Riesgo para descubrir petróleo	111
Gráfico 5: Área de concesiones	112
Cablegrama del 9-6-54 dirigido a la Presidencia de la República	113
Contestación de la Secretaría de la Presidencia de la República	114
Fuentes de referencia	115

EDICIÓN DIGITAL
Diciembre de 2017

Caracas - Venezuela



Juan Pablo Pérez Alfonzo
(Caracas, 1903)

Conocido como el “Padre de la OPEP”, en 1922 viaja a Estados Unidos a estudiar medicina en la Universidad John Hopkins de Baltimore, viéndose obligado a regresar a Caracas en 1923 sin iniciar sus estudios por causa de problemas económicos familiares. Tiempo después inicia estudios de Derecho en la Universidad Central de Venezuela. En 1931, obtiene el título de doctor en Ciencias Políticas y Sociales en la misma universidad, presentando la tesis “La legítima defensa de los derechos patrimoniales”. Especializándose en Derecho Civil, ejerció su profesión durante varios años.

El autor analiza en forma descarnada el proceso de las concesiones petroleras en Venezuela, las perspectivas para el futuro y los riesgos que corremos, si por improvisión o deliberado propósito de entrega, reabrimos una subasta de tierras petrolíferas, permitimos la inmoderada explotación para vender petróleo a precios viles, resolviendo problemas económicos transitorios para crearle miserias a las generaciones que vendrán. Se analizan en el libro también el proceso de las exploraciones, el señalamiento de las cuencas y subcuencas sedimentarias, determinando su extensión y la diferencia entre éstas y las petroleras propiamente dichas.

El petróleo es riqueza perecedera, advierte Juan Pablo Pérez Alfonzo, y ello nos obliga a administrarlo con prudencia, porque está en nuestro interés de país subdesarrollado utilizarlo en forma acompasada, para ir provocando nuestro desarrollo económico, social y político. El interés de las empresas conspira casi siempre contra el básico nuestro, pues, al ritmo actual, le quedan veintitrés años para agotar las fuentes. Si ese ritmo se acelerara, más rápidamente recobrarían la inversión, con mayores utilidades, no obstante que pudieran bajar los precios, porque sus mayores utilidades las obtienen, no de la venta del crudo sino de la refinación y del laboreo de los derivados, operaciones en las cuales no participan los países productores.

