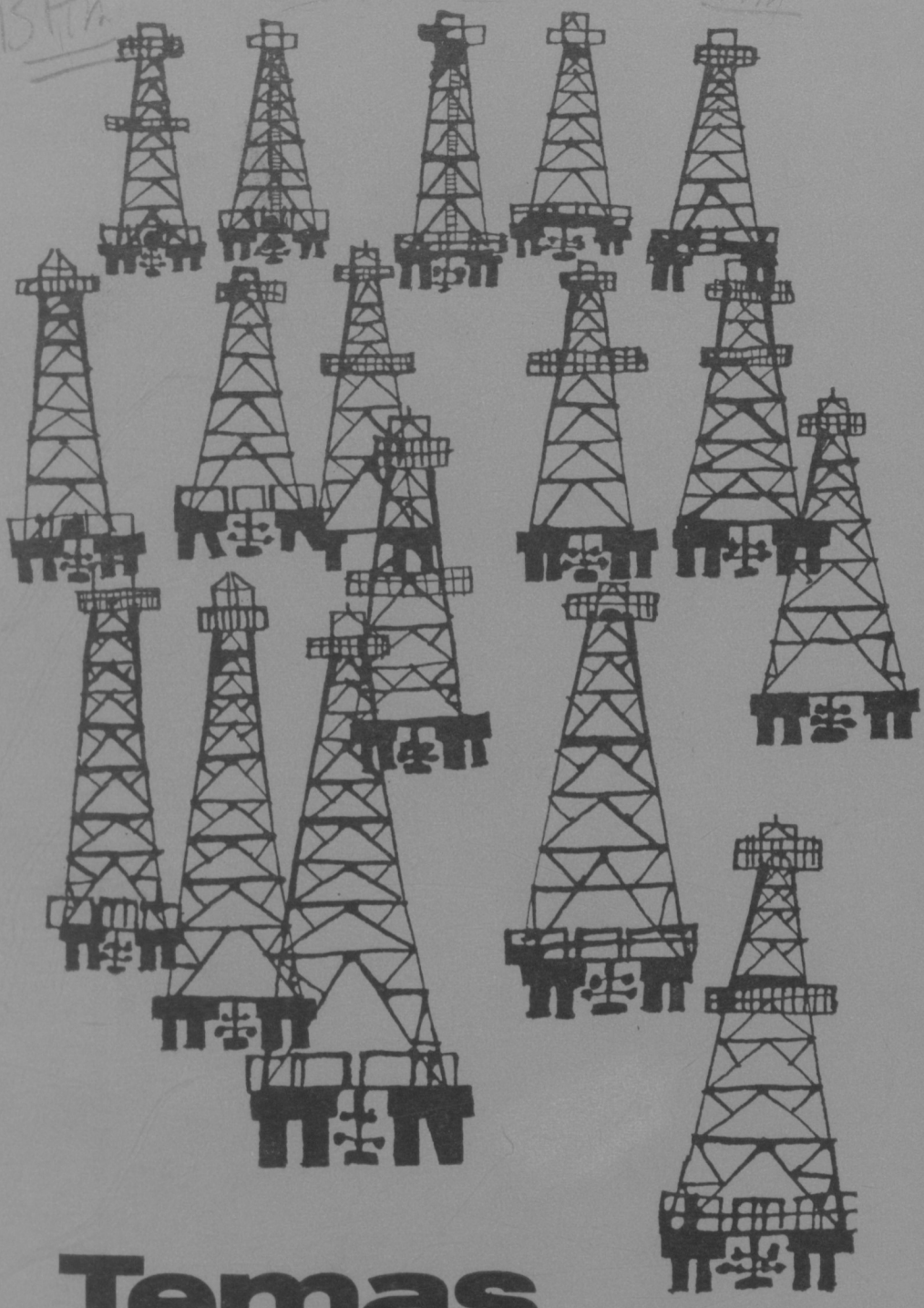
UNIV OF TX AT AUSTIN - LIB STORAGE
06635399

2015958293

G338.20987 C863T LAC

THE LIBRARY
OF
THE UNIVERSITY
OF TEXAS
G338.20987
C863t



Temas petroleros

TEMAS PETROLEROS

V. Sc.

CREOLE PETROLEUM CORPORATION

DEPARTAMENTO DE RELACIONES PUBLICAS - SECCION EDUCATIVA

UNIVERSITY OF TEXAS
LIBRARY

PRESENTACION

El presente libro es una compilación de los trabajos que, sobre la industria petrolera venezolana, ha publicado la Sección Educativa de la Creole Petroleum Corporation a través de su Boletín Informativo. Al final de esta primera etapa hemos creído conveniente recoger en un volumen, para su distribución en planteles educacionales, todo el material relacionado con el origen del petróleo, los comienzos de la industria en Venezuela, los progresos en materia de producción, refinación, uso del gas, problemas en nuestros mercados internacionales, para ofrecerlo a los profesores de educación media que desarrollan el tema de los hidrocarburos, ya sea en el aspecto químico o en el económico.

Han sido 17 las ediciones del Boletín Informativo de las que hemos extraído la mayoría de los capítulos que componen este libro. Otros capítulos fueron tomados de obras publicadas también por especialistas de la Creole Petroleum Corporation. pero el conjunto ofrece una estructura lógica que da continuidad e interés a la materia.

Se estima que el presente volumen pueda servir como texto de consulta a profesores y alumnos; sus temas, ilustrados la mayoría, han sido elaborados con toda objetividad. Se aspira con él, modestamente, a enriquecer la escasa bibliografía de una rama tan importante de la economía venezolana y a brindar a los profesores de Geografía Económica y de Química un cúmulo de información sistematizada sobre el petróleo que por lo general se halla dispersa.

1124341

TABLA DE MATERIAS

ntación. 8

CAPITULO I. LA GEOLOGIA DEL PETROLEO

RIAS SOBRE EL ORIGEN DEL PETROLEO 9

A—Teorías del origen inorgánico del petróleo (10). B—Teorías del origen orgánico del petróleo (12).

RUCTURAS GEOLOGICAS Y ACUMULACIONES DE PETROLEO 15
NCAS SEDIMENTARIAS DE VENEZUELA 18
NCAS SEDIMENTARIAS DEL MUNDO 20

CAPITULO II. HISTORIA DE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

ONOLOGIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA 29

CAPITULO III. REGIMEN LEGAL DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS

NCESIONES DE HIDROCARBUROS 33
SERVAS NACIONALES 35

La década 1939-1949 (35). Otorgamiento de nuevas concesiones en 1956-1957 (39). Concesiones y producción petrolera, diciembre 31, 1963 (42). Estado de la exploración en las concesiones vigentes (42).

CAPITULO IV. EXPLORACION

XPLORACION SUPERFICIAL 43
ETODOS GEOFISICOS 45

Gravimetría (45). Magnetometría (45). El sismólogo (47).

CAPITULO V. PERFORACION DE POZOS

Equipo de perforación en tierra (49). Equipo de perforación en el agua (49). Proceso de la perforación (50).

IPOS DE PRODUCCION 55

A.—Flujo natural (55). B.—Flujo artificial (57). Estaciones de recolección (59). Planta de estabilización (59).

RANSPORTE 61

Oleoducto (61). Tanques de almacenamiento (62). Buques tanques (62).

CAPITULO VI. HISTORIA DE LA PRODUCCION DE PETROLEO EN VENEZUELA

NICIACION DE LA INDUSTRIA 63
CAMPOS PETROLEROS 64

Campos en el este del Lago (64). Campos en el oeste del Lago (67). Campos del Estado Falcón (70). Campos del oriente de Venezuela (72).

PRODUCCION .....

Producción por gravedad (75). Producción por gravedad y compañía (76). Producción por cuenca (77).

RESERVAS DE PETROLEO .....

CAPITULO VII. REFINACION

EL PETROLEO Y OTRAS FUENTES DE ENERGIA .....

Separación .....

Destilación a presión atmosférica (86). Destilación al vacío (88). Separación de Isopentano (89).

Conversión .....

Desintegración térmica (90). Reducción de viscosidad (91). Desintegración catalítica (92). Polimerización (93). Alquilación (94). Isomerización (95). Platformación (96). Hidroformación (97).

Purificación .....

Hidrofinación (99). Refinerías de Venezuela (100). Capacidad diaria de Refinación en Venezuela (101).

CAPITULO VIII. EL GAS

PRODUCCION Y UTILIZACION DEL GAS EN VENEZUELA 1

Procedencia del gas natural (104). Producción de gas natural (105). Reservas de gas natural (106). Usos del gas natural (107).

CONSERVACION DE GAS 1

Plantas de inyección (110). Usos petroquímicos (111).

CAPITULO IX. EL MERCADO PETROLERO

Hemisferio Occidental (119). El Medio Oriente (122).

LOS FLETES PETROLEROS 1
EL MERCADO NACIONAL 1

Consumo interno (126). La gasolina de motor y sus precios (128).

CAPITULO X. EL PETROLEO Y LA HACIENDA PUBLICA

IMPUESTOS 1

Impuesto de exploración (135). Impuesto inicial de explotación (135). Impuesto superficial (135). Impuesto de explotación (135).

FORMULA DE 1951 1
FORMULA DE REGALIA 1
GRAVAMENES PREVISTOS EN LA LEY DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA. 1

A.—Impuesto cedular (140). B.—Impuesto complementario progresivo (141). C.—Impuesto adicional (142).

PAGUE A MEDIDA QUE GANE 1
TABLA DE CONVERSION 1
BIBLIOGRAFIA 1

CAPITULO I

LA GEOLOGIA DEL PETROLEO

Origen del Petróleo. Teorías propuestas para explicarlas. Estructuras geológicas y acumulaciones de petróleo. Ubicación geográfica de las zonas petroleras de Venezuela y del Mundo.

TEORIAS SOBRE EL ORIGEN DEL PETROLEO

Las teorías sobre el origen del petróleo son muchas. Están basadas en experimentos de laboratorio y en razonamientos geológicos. Cualquiera que fuera el fundamento de la teoría sobre el origen del petróleo que se desee aceptar, es necesario que ella cumpla con las siguientes condiciones:

1) Debe basarse en procesos comunes en la naturaleza. El petróleo es un constituyente común y corriente de la corteza terrestre, no muy abundante, pero de una amplia distribución geológica y geográfica y no se concibe que las circunstancias de su formación hayan sido excepcionales.

2) La teoría debe ser suficiente para explicar la distribución amplia, tanto en el tiempo geológico como geográficamente, de los hidrocarburos que componen el petróleo.

Las teorías relativas al origen del petróleo se dividen según el posible material de procedencia en teorías del origen inorgánico y en

teorías del origen orgánico. Las primeras son, en general, teorías antiguas; las segundas son casi todas modernas. En la actualidad hay acuerdo casi total entre los expertos en la materia, de que el petróleo es de origen orgánico. Sin embargo, hay divergencias en varios puntos secundarios. En primer lugar, no hay unanimidad en lo relativo al tipo de materia orgánica que dio origen al mismo. Hay quienes consideran que el petróleo es principalmente derivado de materia orgánica animal. En segundo lugar, hay desacuerdo sobre el ambiente en donde se formó la mayor parte de él. Este ambiente pudo haber sido de agua dulce, pero hay partidarios del ambiente de aguas salobres y del ambiente de aguas marinas. En tercer lugar, hay también disparidad sobre si el petróleo es el resultado de la descomposición de materia orgánica o si es el resultado de la recolección y concentración de hidrocarburos existentes en los organismos cuando éstos vivían.

Los problemas de la acumulación del petróleo están estrechamente ligados a los problemas del origen mismo. Las siguientes interrogantes no han sido todavía solucionadas satisfactoriamente:

1) ¿Se formó el petróleo *in situ?* ¿O migró de las rocas madre a los yacimientos?

2) ¿Migró el petróleo junto con las aguas subterráneas? ¿O separadamente de ellas?

En todo caso la teoría que se acepte con respecto a la acumulación del petróleo debe tener relación con la que se adopte con respecto al origen del mismo.

A. Teorías del origen inorgánico del petróleo

Las teorías del origen inorgánico del petróleo son predominantemente de interés histórico. Todas se basan en que en el laboratorio y a partir de sustancias inorgánicas se ha podido preparar sustancias tales como metano, etano, acetileno y benceno, que se encuentran o están relacionadas con las diferentes clases de petróleo que se hallan en la naturaleza. Sin embargo, no hay pruebas de que los procesos de laboratorio para la elaboración de estas sustancias hayan podido ocurrir también en la naturaleza.

Las teorías del origen inorgánico del petróleo se enfrentan actualmente a las siguientes objeciones:

1) Los petróleos crudos tienen casi todos la propiedad de ser ópticamente activos, o sea, que provocan la rotación del plano de polarización de un rayo de luz polarizada que atraviese el petróleo. Esta propiedad de actividad óptica no se conoce sino en sustancia orgánica y en los minerales cuarzo y cinabrio.

2) Cada petróleo crudo se compone de distintas series homólogas de hidrocarburos, las cuales están formadas por numerosas sustancias individuales. Sólo muy pocas de éstas pueden ser explicadas por medio de la teoría del origen inorgánico del mineral.

3) El petróleo generalmente no está presente en volcanes, fumarolas u otras indicaciones de actividad profunda de la corteza terrestre. Cuando se encuentran hidrocarburos líquidos o gaseosos asociados con esos fenómenos, siempre provienen de rocas sedimentarias adyacentes y no son producidos directamente por fenómenos que suceden a gran profundidad en la corteza.

Sin embargo, es bueno mencionar que los procesos inorgánicos pueden contribuir indirectamente a la formación del petróleo. Esto se basa en la variación del contenido de hidrógeno entre la materia orgánica y el petróleo. La materia orgánica contiene un promedio del 7 al 10 por ciento de hidrógeno, mientras que el petróleo crudo contiene un promedio del 11 al 15 por ciento del mismo. El problema consiste en explicar el origen de este enriquecimiento en hidrógeno.

Una de las explicaciones para este fenómeno es que el hidrógeno fue originado por oxidación de magnetita a hematita por vapor de agua sobrecalentado, acompañado de liberación de hidrógeno. Se supone que el hidrógeno desprendido a raíz de esta reacción se combina con algunos hidrocarburos y produce así la mayor saturación de éstos con hidrógeno. Más adelante veremos que hay bacterias que también son capaces de producir hidrógeno e incorporarlo a la estructura molecular de los hidrocarburos.

Hay algunos partidarios del *origen cósmico* del petróleo, que consideran que éste ha venido a la tierra por migración a través de los espacios siderales, y es, por ejemplo, el residuo dejado en la tierra por la cola de un gran cometa. Sin embargo, si el origen cósmico del petróleo fuera cierto, se esperaría una distribución geográfica y geológica uniforme del mismo, lo cual no es lo que se ha encontrado. Así los períodos Pre-Cámbrico, Triásico y Pleistoceno son porciones del tiempo geológico notoriamente pobres tanto en la formación como en la acumulación del petróleo.

B. Teorías del origen orgánico del petróleo

Los siguientes hechos favorecen las teorías del origen orgánico d petróleo:

1) En las rocas sedimentarias de la corteza terrestre existe vas cantidad de materia orgánica, de origen vegetal o animal, que pu haber servido y seguramente sirvió como materia prima para la fo mación del petróleo.

2) Muchos petróleos crudos contienen sustancias llamadas por rinas. Estas se forman por descomposición de la hemina y de la cl rofila, que son los pigmentos orgánicos de la sangre de los anima y de los líquidos intracelulares en los tejidos asimiladores de las pla tas respectivamente. Las porfirinas, que son fácilmente oxidables, *encuentran en forma de complejos en el petróleo.*

Las porfirinas se encuentran principalmente en las fracciones fálticas de los petróleos crudos, y varían en abundancia desde 4 m lésimas de miligramo por 100 grs. hasta 4 mg. por gramo.

3) La mayoría de los petróleos crudos contienen nitrógeno. nitrógeno es constituyente fundamental de los aminoácidos, que s componentes esenciales de las proteínas, las cuales a su vez son pa fundamental y básica de la materia orgánica. Los aminoácidos encuentran en los petróleos crudos y parecen ser prácticamente *mortales,* ya que en rocas del Paleozoico medio, hace varios cen nares de millones de años, se han encontrado aminoácidos.

4) Los petróleos crudos tienen casi todos la propiedad de la tividad óptica antes mencionada. La actividad óptica del petróleo cru es probablemente debida a la presencia del colesterol, sustancia com tanto en la materia orgánica vegetal como en la animal.

Formación del petróleo

El petróleo más reciente se formó, quizás, hace unos diez millon de años, o tal vez más. El de mayor antigüedad data, aproximad mente, de unos cuatrocientos cuarenta millones de años. Durante millones de años transcurridos entre aquellas remotas edades y presente, la tierra ha venido evolucionando poco a poco. Así, m chas especies de animales que hoy nos son tan familiares no existí entonces. Gran parte de la superficie del globo, ocupada hoy p

UNIVERSITY OF TEXAS
LIBRARY

tierra firme, estuvo cubierta por las aguas. Casi toda Venezuela, por ejemplo, estuvo sumergida durante millones de años bajo las aguas del Océano. En los mares que bordeaban los antiguos continentes, pululaba una infinidad de diminutos seres marinos. Estos micro-organismos dependían para su alimentación de la flora acuática, la cual, a su vez, asimilaba la energía solar. Al morir los animales y las plantas, sus restos se depositan en el fondo del mar, *Fig. Nº 1,* y en el transcurso del tiempo quedaron sepultados bajo las capas de sedimentos que los ríos, los torrentes y las lluvias arrastraban hasta los mares. De este modo, los restos de aquellos seres constituyeron la materia que dio origen al petróleo.

Sobre el proceso que hizo posible la transformación en petróleo de la materia orgánica, sepultada en el lecho de antiguos mares, no se tiene, en realidad, a pesar de todas las investigaciones y esfuerzos realizados, un concepto definido. Los investigadores científicos estudian hoy el problema a través de la química, la radioactividad y la bacteriología. Desde luego, ha sido ya completamente descartada la vieja hipótesis de que fue imprescindible la intervención de grandes presiones y elevadas temperaturas. Prevalece, en cambio, la de que se efectuó una sumersión rápida de la materia orgánica originadora del petróleo, en el fondo de los mares, efectuándose el proceso de transformación sin la mediación de presiones considerables.

El gas natural se originó conjuntamente con el petróleo en el mismo proceso. Esto explica por qué se encuentran, casi siempre, asociados en el subsuelo.

A medida que los restos orgánicos se iban transformando en petróleo y gas, nuevas capas de finísimos sedimentos continuaban depositándose en el fondo del mar. *Fig Nº 2.* Al aumentar el volumen de estas capas, su peso comprimía los sedimentos subyacentes, los cuales se convertían en diversos tipos de estratos rocosos. Las gotas de petróleo y las pequeñas burbujas de gas, recién formadas, fueron expulsadas de las rocas donde se habían originado, por la compactación de los estratos, la fuerza expansiva del gas y la capilaridad *Figs. Nos. 3 y 4,* viéndose forzadas a migrar hacia las rocas de depósitos, que son por lo general rocas sedimentarias porosas; entre ellas se encuentran las areniscas y algunas calizas. Durante los millones de años que tardó en efectuarse este proceso, ocurrieron en la tierra multitud de cambios. Complejas fuerzas han modificado y continúan modificando la corteza terrestre.

1124341

BOUND MAR 1969

Fig. 1



Fig. 2

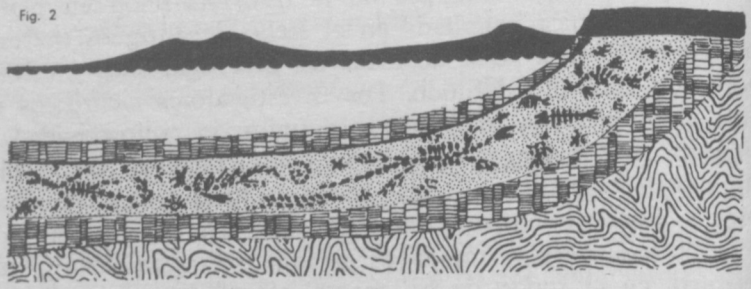


Fig. 3

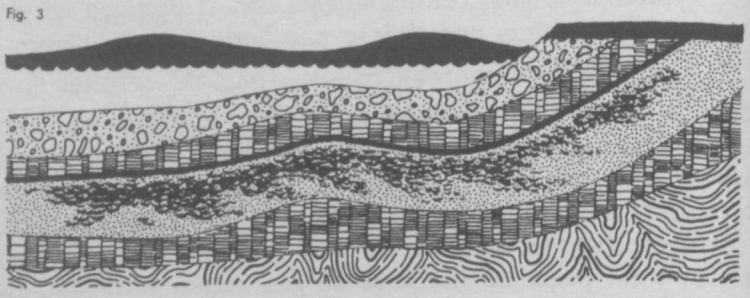
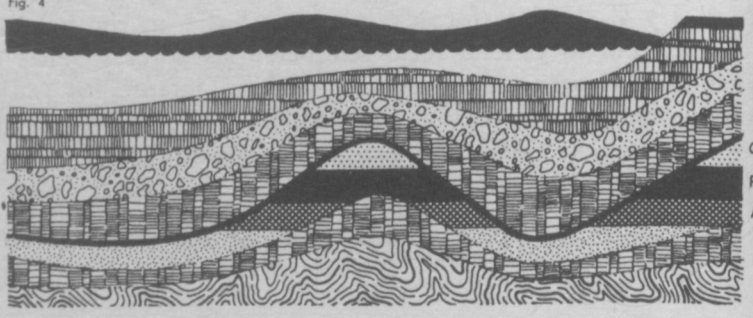


Fig. 4



ESTRUCTURAS GEOLOGICAS Y ACUMULACIONES DE PETROLEO

Trampas estructurales

La corteza terrestre ha estado sometida a movimientos verticales o epirogénicos, y horizontales u orogénicos. Pero también la acción del viento y de las aguas, del vulcanismo y las alteraciones bruscas de la temperatura la hacen variar permanentemente. Estos fenómenos geológicos dieron origen a pliegues y fracturas en las capas de rocas. Así se formaron en la superficie terrestre las elevaciones o montañas, y las depresiones, o sea, los valles y las llanuras. Estos movimientos afectaron también a las capas interiores de la corteza terrestre, originando pliegues y fracturas subterráneas. Las partes levantadas de esos pliegues se llaman anticlinales, mientras que las deprimidas reciben el nombre de sinclinales. Las fracturas se conocen con el nombre de fallas.

Es fácil comprender ahora lo que ocurrió con el petróleo que se había formado en las capas sedimentarias profundas. Estas, como partes de la corteza de la tierra, sufrieron los mismos plegamientos y resquebrajaduras que ella. El petróleo, empujado por la presión del agua y de los gases, por la capilaridad y por los movimientos de la misma corteza terrestre pudo escurrirse hacia arriba a través de las capas porosas, *Fig. 5,* es decir, hacia la parte elevada de algún pliegue o anticlinal del subsuelo. Allí, si alguna capa de roca impermeable le cerró el paso hacia la superficie, quedó finalmente confinado formando un yacimiento. El campo de Santa Ana, en el Oriente de Venezuela, es un ejemplo de esta clase de yacimientos.

Asimismo, si a consecuencia de la fractura de un estrato, una de las capas impermeables de la sección levantada (labio superior de la falla) entra en contacto con una capa de roca porosa de la sección hundida (labio inferior), la falla constituye entonces una estructura donde se acumulará el petróleo que haya migrado a través del estrato poroso. El yacimiento de Temblador, en el Estado Monagas, es representativo de esta clase de acumulaciones. *Fig. 6.*

También puede haber pasado que los sedimentos contentivos de la materia originante del petróleo, se hubieran depositado en una hondonada en el fondo de un antiguo mar, y que a esta primera capa de sedimentos, la hayan cobijado otras más extensas de arcilla o de otra roca impermeable. *Fig. 7.* En tal caso, el petróleo migrará hacia

TRAMPA ESTRUCTURAL (1)

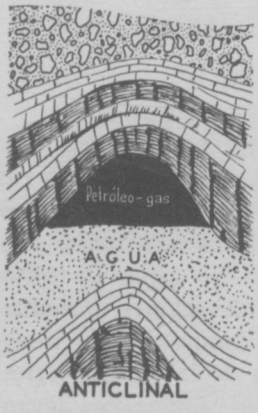


Fig. 5

TRAMPA ESTRUCTURAL (2)



Fig. 6

TRAMPA ESTRATI



el borde de las capas sedimentarias porosas que es la parte más e vada, y las cuales habrán quedado formando una cuña de roca rosa entre las capas impermeables de la estructura, constituyen lo que los geólogos llaman una trampa estratigráfica. Este tipo yacimientos es frecuente en los campos del Lago de Maracaibo.

Pudo suceder también que en zonas limitadas del fondo del océa se hubieran depositado sedimentos porosos; o que viejas barras m rinas se hundieron o enterraron; o que a lo largo de viejas líne costaneras se depositaron sedimentos, dando lugar a formaciones le ticulares. Si cualquiera de los tres casos mencionados está asocia con sedimentos ricos en materia orgánica, es muy posible que form acumulaciones petrolíferas como las que existen en los campos Tucupido (Guárico) y los de Santa Bárbara y Jusepín en Monag *Fig. 8.*

La discordancia que implica un hiato, una interrupción entre d capas, es uno de los tipos más eficaces de trampa petrolífera. *Fig.* Por debajo de ella los estratos generalmente se encuentran plegad y fracturados, y después de esas modificaciones han sido sellados p depósitos más jóvenes de formaciones impermeables que llevan di

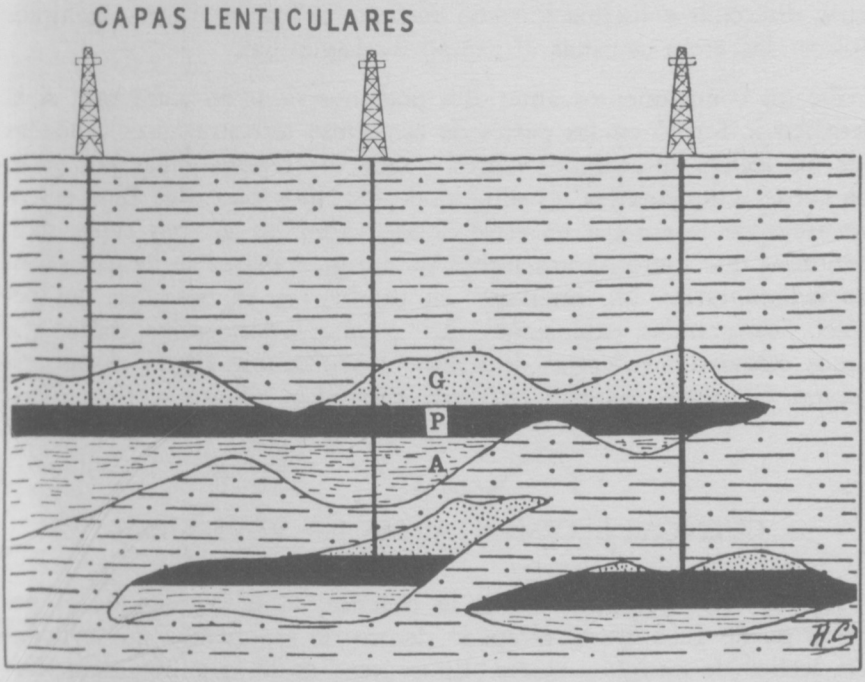


Fig. 8

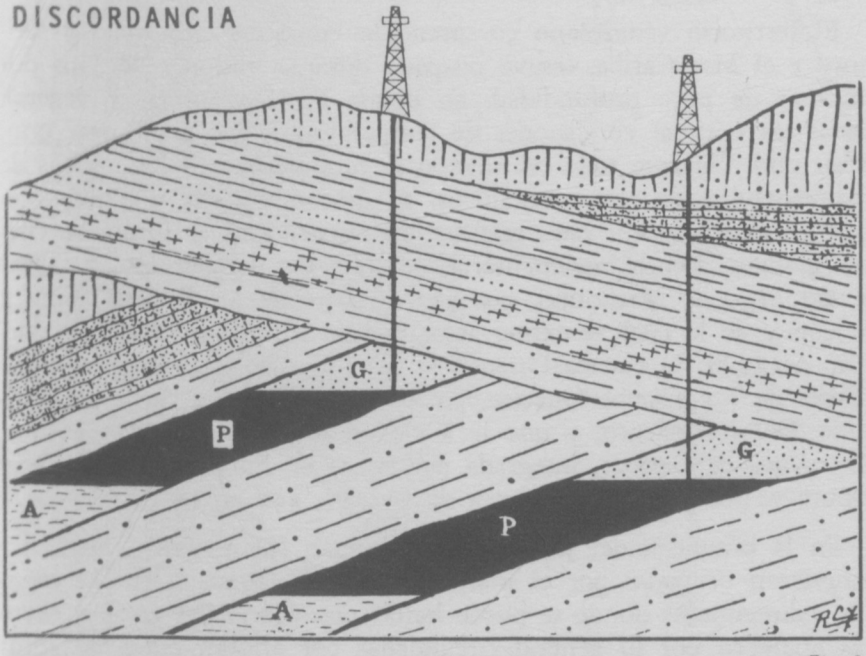


Fig. 9

rente dirección e inclinación con respecto a los anteriores. Ejemplo típicos: las áreas cercanas al campo de Lagunillas.

De los conocimientos anteriores podemos sacar en claro que, si el petróleo se formó en las partes de la corteza terrestre antes ocupadas por los lechos de antiguos mares, y hoy día representadas por gruesas capas sedimentarias, es ahí donde debemos buscarlo. Esas extensas áreas de la corteza terrestre donde yacen las gruesas capas sedimentarias que fueron antes lechos de antiguos mares se llaman cuencas sedimentarias. No interesan, en cambio, en la búsqueda del petróleo las grandes extensiones que puedan considerarse como que nunca estuvieron cubiertas de sedimentos marinos. Tal es el caso de nuestra Guayana, tan rica en otros minerales valiosos.

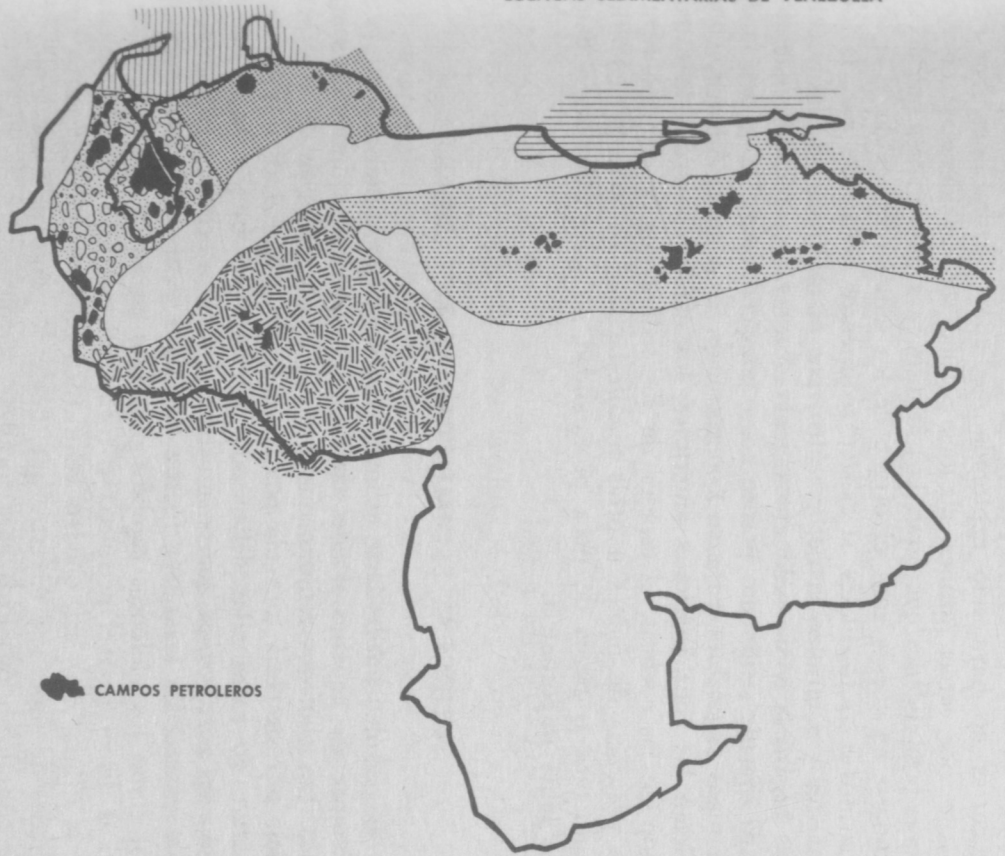
CUENCAS SEDIMENTARIAS DE VENEZUELA

Hemos visto comprobada en la práctica, la teoría de que el petróleo puede encontrarse atrapado dentro de sedimentos que rellenaron lechos de antiguos mares. Estas áreas es lo que hoy llamamos cuencas sedimentarias.

El territorio venezolano comprendido entre los ríos Meta y Orinoco y el Mar Caribe, estuvo ocupado durante millones de años por un mar de poca profundidad, en donde la vida animal y vegetal dadas las óptimas condiciones de temperatura, llegó a alcanzar gran desarrollo. Durante todo ese tiempo se produjeron allí fenómenos de sedimentación de restos orgánicos, su descomposición y transformación en petróleo. Por estas razones, en nuestro país se formaron cuatro grandes cuencas sedimentarias productoras de petróleo, a saber: la del Lago de Maracaibo, que abarca parte de los Estados Zulia y Falcón y de la cual se extrae actualmente la mayoría de la producción nacional; la cuenca Oriental o del Orinoco, que comprende regiones de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Sucre y Territorio Delta Amacuro, y que le sigue en importancia a la anterior. La cuenca de Barinas, integrada por zonas de Portuguesa, Barinas y Apure y, por último, la Cuenca de Cariaco, aún en estudio.

En la búsqueda del petróleo no interesan las regiones que nunca estuvieron ocupadas por el mar. Es, pues, repitámoslo, en las cuencas sedimentarias donde se puede hallar petróleo. Tales áreas o cuencas aparecen por lo general circundadas por afloramientos de roca

CUENCAS SEDIMENTARIAS DE VENEZUELA



FALCON: 35.090 Km.²

GOLFO DE VENEZUELA: 32.650 Km.²

MARACAIBO: 57.500 Km.²

BARINAS - APURE: 113.810 Km.²

CARIACO: 28.060 Km.²

ORIENTAL: 117.900 Km.²

ígneas y metamórficas (complejo basal) o por cadenas montañosa Pero hay que tener en cuenta que, desde el punto de vista de acumulación del petróleo, las cuencas sedimentarias merecen ate ción sólo en tanto se hayan mantenido poco alteradas en cuanto cualquier fenómeno que pudiera haber destruido el petróleo acum lado en ellas. Si la composición de sus sedimentos revela que ha sido intensamente alteradas por fuertes presiones o intrusiones ma máticas, pasan a pertenecer a una categoría igual al de metomórfica dejando por lo tanto de tener interés para el geólogo petrolero.

De los conocimientos anteriores, podemos sacar en claro que un cuenca sedimentaria no puede ser desechada como no petrolífe mientras no haya sido explorada mediante perforaciones. Sin em bargo, por varias razones, algunas pueden ser consideradas con ma yores posibilidades que otras. Los factores más importantes que debe tomarse en cuenta son: el origen de los sedimentos, es decir, si so marinos o continentales; si existen sedimentos favorables para la fo mación y acumulación del petróleo, por ejemplo las arcillas y cal zas orgánicas como sedimentos generadores y las arenas y cualquie otro tipo de sedimento poroso como almacenadores; la presencia d trampas favorables para su concentración comercial. Además, com pletan las consideraciones anteriores, los datos relativos a la exten sión de las cuencas, el espesor de sus sedimentos, y principalmen la presencia de menes u otras manifestaciones de petróleo en afl ramientos o pozos de poca profundidad, lo cual constituyen dato de suma importancia.

CUENCAS SEDIMENTARIAS DEL MUNDO

El petróleo puede darse en muy diversas regiones del mundo, per siempre en aquellas donde alguna vez existieron sedimentos mar nos. Los geólogos estiman que más de la tercera parte de la supe ficie terrestre está formada por rocas marinas sedimentarias; sin em bargo, no todas ellas deben considerarse favorables a la acumul ción del petróleo, ya que en muchas la materia orgánica sedimentad fue escasa. En otras, las fuertes presiones y elevadas temperatura así como los violentos cambios ocurridos en las formaciones geol gicas dispersaron el petróleo, en forma tal que éste fluyó libremen y se disipó. Aun así, quedan veinticinco millones de kilómetros cu drados de superficie terrestre que, desde el punto de vista geológic se consideran propicios para localizar petróleo.

Existen ciertas zonas de la tierra donde las condiciones para la presencia del petróleo parecen haber sido especialmente favorables. En primer lugar, tenemos las regiones que bordean el Golfo de Méjico y el Mar Caribe: sur de los Estados Unidos de Norte América, este de Méjico, Centro América, Colombia, Venezuela y las Antillas. Gran parte del área de esta zona —incluyendo la que pertenece a los Estados Unidos del Norte, que es en la actualidad el mayor productor del mundo— no ha sido aún analizada a fondo. Pero, con seguridad, se considera que existe en ella mucho más petróleo del que hasta ahora se ha descubierto. De esta zona ha salido alrededor del 40 por ciento del petróleo consumido por el mundo hasta el presente y, si se tiene en cuenta su actual producción, ella es todavía la principal región petrolera del mundo. Ahora bien, desde el punto de vista de su potencial futuro, no se considera que sea ésta la más rica fuente del mundo, sino la del Medio Oriente, donde están localizadas las tres quintas partes de las reservas mundiales de petróleo.

Se localizan, además, otras áreas petrolíferas en la parte central y costa occidental de los Estados Unidos de Norteamérica; en las tierras que se extienden al norte de este país, en el Canadá, se han efectuado descubrimientos que acusan la existencia de reservas considerables.

La región petrolífera del Medio Oriente abarca el área circundada por el Mediterráneo Oriental, los mares Caspio, Rojo y Negro y el Golfo Pérsico. Se cree que esta zona producirá eventualmente más que cualquiera otra del mundo. Allí se hallan los ricos yacimientos de Irán, Iraq, suroeste de Rusia, Arabia Saudita y Kuwait.

El Medio Oriente, aún sin haberse explorado a fondo, tiene reservas probadas calculadas en unos 207.400 millones de barriles, las cuales aumentan constantemente por los descubrimientos de nuevos yacimientos. A pesar de la gran riqueza petrolífera de esta extensa región, sólo ha sido a partir de los últimos años cuando se ha intentado desarrollarla en gran escala. Es interesante observar que, aun cuando ésta fue la cuna de la civilización occidental, su extraordinaria riqueza petrolífera permaneció casi completamente inexplorada, hasta que se desarrollaron en el Nuevo Mundo las modernas técnicas de la actual industria petrolera.

Al comienzo del siglo XX, la creciente demanda de petróleo y el adelanto tecnológico de la industria se combinaron e hicieron que esas fuentes de energía, sepultadas e ignoradas durante tanto tiempo,





se pusieran en desarrollo. En 1908, comenzó la producción comer cial de los yacimientos petrolíferos del Irán; unos cinco lustros ma tarde, en 1934, se incorporó el Iraq al grupo de naciones produc toras de petróleo, y ya en 1940 empezó la producción en gran escal en Arabia Saudita. Así, pues, en el transcurso de unas décadas, est región se ha revelado como la mayor fuente probable de petróle en el mundo.

Los economistas predicen que todo el Hemisferio Oriental y, pa ticularmente, Europa, pronto obtendrán del Medio Oriente la mayo parte del petróleo que consumen. En cambio, el Hemisferio Occiden tal necesitará extraer prácticamente la totalidad del petróleo que e él existe para poder atender a sus propias necesidades.

Hoy se considera a Rusia como un gran productor de petróle y se estima que posee extensas zonas propicias para su extracción En 1960, Rusia desplazó a Venezuela como segundo productor mun dial de petróleo y, en la actualidad, su producción diaria se estim en 4.100.000 barriles.

En el Extremo Oriente existe otra cuenca petrolífera, extendid entre Asia y Australia, e integrada principalmente por las India Orientales. Sus campos más importantes se encuentran ubicados e Sumatra, Java, Borneo, Tarakán y Ceram. Las reservas probadas d esta región sobrepasan los 11.000 millones de barriles, pero la ex ploración está aún lejos de haberse terminado y probablemente lo recursos finales resultarán considerablemente superiores.

Hasta el presente son poco conocidas las posibilidades petrolífe ras de las tierras que circundan al Océano Glacial Artico, es decir los extremos nórdicos del Canadá, Alaska, Siberia y Rusia. En tiem pos remotos el clima de la zona ártica era menos frío de lo que e hoy y se considera que las condiciones geológicas y ambientales fue ron allí propicias para la formación del petróleo. En algunos luga res, como en Point Barrow, Alaska, el petróleo mana en abundanci tal que hace suponer la existencia de enormes yacimientos. En e norte del Canadá, cerca del Círculo Artico, ya se trabaja progresiva mente en un pequeño campo. También se tienen noticias de qu científicos rusos han encontrado indicios de petróleo en las costa árticas de su país. Las condiciones climáticas de las tierras ártica complicarían el problema de extracción y transporte del petróleo los sitios de consumo. Pero si se llegase a necesitarlo con apremio se puede tener la seguridad de que los hombres de la industria pe trolera, que tanto ingenio han demostrado para afrontar los difícile

problemas que la naturaleza les ha planteado, sabrán encontrar la manera de sacarlo del Artico y llevarlo a los mercados, a pesar de las tormentas, del hielo y del frío.

Existen, además, formaciones petrolíferas muy diseminadas en todo el mundo. Así, por ejemplo, hay campos pequeños en Austria, Hungría, Alemania, Polonia y los Países Bajos. Varias naciones de Sur América, entre ellas Argentina, Perú, Colombia y Bolivia, también producen petróleo en escala comercial. En Japón y Sakhalin se encuentran campos de menor envergadura. Sin embargo, como antes se ha dicho, la mayor fuente petrolífera que tiene el mundo en la actualidad está constituida por la zona del Mar Caribe-Golfo de Méjico, parte central y costa Occidental de los Estados Unidos de Norte América, el Medio Oriente, Rusia, las Indias Orientales y el norte de Africa, donde se han encontrado importantes yacimientos.

La extracción del petróleo de los campos productores disminuye constantemente las reservas probadas. Pero, por otra parte, éstas aumentan a cada momento debido a los nuevos descubrimientos y a la verificación de que los campos ya en desarrollo tienen mayor extensión de la que se creía en un principio.

En los Estados Unidos, por ejemplo, las reservas probadas de petróleo para 1920 se estimaban en 6.700 millones de barriles. Desde entonces se ha extraido más de cuatro veces esa cantidad de los campos de ese país y, a pesar de ello, las reservas probadas para el año de 1964 sobrepasan los 34.492 millones de barriles.

Las reservas probadas de Venezuela, en 1942, se estimaban en 5.740 millones de barriles. Hoy en día, a pesar de que este país es el tercer productor de petróleo en el mundo, sus reservas se estiman en unos 17.000 millones de barriles.

Las reservas probadas de todo el mundo ascendían en 1964 a unos 341.273 millones de barriles y los recursos finales se estimaban en más de un billón de barriles, tomando en cuenta, únicamente las zonas terrestres.

CAPITULO II

HISTORIA DE LA INDUSTRIA DEL PETROLE EN VENEZUELA

Recuento histórico de las actividades petroleras en Venezuela

Los conquistadores españoles quedaron impresionados por grandes manaderos de asfalto alrededor del lago de Maracaibo. esos primeros días se generalizó el uso del asfalto para calafatear embarcaciones, y muchos piratas franceses e ingleses del siglo XVI netraron en el Lago dc Maracaibo para obtener este mineral.

Sin embargo, hasta 1878, cuando se fundó en el Estado Tách una pequeña compañía local, no comenzó a desarrollarse el petró en una forma comercial en Venezuela. Se perforaron algunos po a una profundidad de 18 metros en un área de menes de petró liviano, los cuales produjeron hasta 15 barriles diarios de cru que fueron refinados para consumo local como aceite para la ilu nación.

La producción de asfalto fue, al principio del presente siglo, más importante. Varias compañías norteamericanas y británicas interesaron en la explotación de los grandes depósitos de asfalto el oriente y occidente de Venezuela. En el año 1910, la New Yo Bermúdez Company comenzó la explotación en gran escala del la de asfalto de Guanoco, situado al norte del Estado Monagas. Ta bien perforó algunos pozos y encontró petróleo pesado en 1913. S embargo, la industria del asfalto empezó a disminuir con la prime

guerra mundial y años después, al elevarse la producción de crudo asfáltico, se obtuvieron grandes cantidades de asfalto, por la refinación de ese tipo de crudo.

El primer campo de importancia comercial que se descubrió en Venezuela fue el de Mene Grande, ubicado en la parte sub-oriental del Lago de Maracaibo, descubierto por la Caribbean Petroleum Company, empresa filial del grupo Royal Dutch-Shell, en 1914, por buzamiento abajo desde uno de los rezumaderos de petróleo.

En 1917, la Venezuelan Oil Concession Ltd., otra subsidiaria del grupo Royal Dutch-Shell, descubrió el campo de La Rosa. En 1922, cuando uno de sus pozos reventó, produciendo sin control 100.000 barriles diarios, llamó la atención mundial sobre las tremendas posibilidades productivas de esta zona, marcando este suceso el comienzo de la verdadera búsqueda de petróleo tanto en la parte oriental como en la occidental de Venezuela.

La historia de la búsqueda de petróleo en Venezuela y el desarrollo de su industria después del descubrimiento del campo de Mene Grande, tiene tres fases distintas: 1) exploración de pozos petrolíferos en las áreas con indicaciones superficiales de aceite (manaderos o menes); 2) la búsqueda de petróleo en los llanos del oriente de Venezuela por el uso intensivo de métodos geofísicos; y 3) la búsqueda de petróleo por perforaciones más profundas en áreas ya productivas.

La fase de la exploración de pozos petrolíferos cerca de los menes fue el período heroico en la historia del petróleo en Venezuela y con mucho la más fructífera. Con escasos conocimientos geológicos y con equipos primitivos de perforación, exploradores norteamericanos y británicos atravesaron a Venezuela, "dejando una serie de campos petrolíferos en su ruta". El país produjo petróleo "más o menos sin tomar en consideración su constitución geológica" y en esa época los campos más grandes de Venezuela fueron descubiertos, tales como Mene Grande, La Rosa, Lagunillas, La Paz y Quiriquire.

La leyenda de este período no ha sido escrita nunca, pero marca un punto decisivo en la historia de Venezuela transformando un país cuyos recursos económicos dependían de la ganadería y la agricultura en gran productor de uno de los minerales esenciales de la vida moderna.

Cuando terminó este primer período de descubrimiento en 1929, con la crisis mundial de ese año, la producción anual había aumentado

de 2,2 millones de barriles en 1922 a 136 millones de barriles p 1929.

Durante el primer período había varias compañías que explorab el país en busca de petróleo, pero solamente tres tuvieron realmen éxito: el grupo Royal Dutch-Shell, con sus campos en los distritos Sucre, Colón, Maracaibo y Bolívar en el Estado Zulia; la Lago Pet leum Corporation y la Standard Oil Company of Venezuela (actu mente la Creole Petroleum Corporation) con sus campos en el á del Lago de Maracaibo en la parte occidental y Quiriquire en oriente de Venezuela, y la Venezuela Gulf Oil Company (hoy Me Grande Oil Company), con sus campos en la franja costanera Lago de Maracaibo. Desde esa época otras compañías han explora intensivamente en busca de petróleo en Venezuela, pero estas t compañías han seguido aumentando sus reservas, en las concesio originales y en otras nuevas.

La segunda fase, la búsqueda de petróleo en los llanos, se h posible debido al desarrollo de la geofísica y por el aumento en conocimientos de la estructura geológica de Venezuela. Sobre la perficie de las grandes planicies no existen filtraciones de petró y las rocas conocidas por los geólogos como favorables para las a mulaciones de petróleo que afloran en las estribaciones de las sier de Los Andes y Perijá, no están expuestas en los llanos. Sin embar los geólogos podrían proyectarlas de los afloramientos distantes a rios cientos de kilómetros, y con la ayuda de los implementos de nueva ciencia geofísica (primero, la balanza de torsión y, luego, sismógrafo y el gravímetro), que dieron indicaciones generales de tios favorables para los ensayos, empezaron ellos a descubrir camp importantes en los llanos orientales. El campo de Oficina, descubie en 1937 por la Gulf Oil Company en el centro de la Mesa de G nipa, en Anzoátegui, marca el primer éxito del período, seguido por descubrimiento del campo de Jusepín en 1938, por la Standard Company of Venezuela, y luego El Roble, San Joaquín, Leona Guara. El descubrimiento de estos campos inició la producción petróleos livianos especiales, apropiados para elaborar productos, co ceras. La búsqueda de petróleo en los llanos fue de gran importan para el país, pues trajo consigo la construcción de caminos, facili des médicas, hospitales y nuevas ciudades.

La tercera fase, la búsqueda de petróleo en el subsuelo de campos petrolíferos conocidos, tuvo realmente su comienzo exit con el descubrimiento de producción por la Lago Petroleum Corpo

tion (Creole) en 1937, en rocas Eocenas debajo del estrato donde se encontró la producción Miocena en el campo de Lagunillas. El descubrimiento de ese primer pozo, LL-370, uno de los de mayor importancia, junto al hallazgo de los campos de Mene Grande en 1914, Oficina en 1937, y la producción cretácea debajo del campo La Paz en 1944, permanecen como cuatro columnas miliarias en el desarrollo de la industria petrolera venezolana.

CRONOLOGIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA

Anterior a 1878	Antes de la colonización española los indios usaban el petróleo con propósitos medicinales. Los conquistadores y piratas le dieron aplicación práctica usando el asfalto que manaba a lo largo de la costa del Lago de Maracaibo para carenar sus barcos. El primer Código de Minas se decretó en 1854 basado en la Ordenanza de Minas de 1783 de Carlos III de España. Esta ley estipulaba que el subsuelo pertenecía a la Nación y que una regalía debería pagarse al Poder Ejecutivo por el derecho de explotación.
1878	La primera concesión de una parcela de 100 hectáreas fue otorgada a Manuel Antonio Pulido en el Táchira. El petróleo se obtenía de pozos poco profundos excavados a mano y se refinaba en un pequeño alambique produciendo un máximo de 15 barriles de kerosén diarios para el consumo local. Esta rudimentaria industria continuó operando en la misma escala hasta 1934.
1900	A principios del siglo comenzó la extracción de asfalto en Inciarte, situado a 75 kilómetros al oeste de Maracaibo.
1904	Una nueva Ley de Minas fue decretada, la cual comprendía disposiciones especiales para la explotación de hidrocarburos.
1907	Se otorgan las primeras concesiones de importancia, 4 millones de hectáreas en el Estado Zulia, 1 millón de hectáreas en los Distritos Maracaibo y Bolívar del Estado Zulia, 500.000 hectáreas en los Estados Falcón y Lara, más 500.000 hectáreas en Falcón, todas estas concesiones fueron otorgadas a ciudadanos venezolanos.

1909 Se otorga a Tragalles (Inglés) 26 millones de hectáreas
12 Estados y en un Territorio Federal. Esta concesión
ducó y fue concedida después al doctor R. Max Val
dares.

1910 La concesión Valladares en el Estado Sucre, traspasada
The Caribbean Petroleum Co. (General Asphalt Co.).
esta zona fue perforado el primer pozo productor, cerca
Lago Guanoco, el más grande depósito de asfalto conoci
en el mundo.

1912 La concesión Tragalles, renovada al doctor Valladares,
traspasada a la Caribbean Petroleum. En esta concesi
se perforó el primer pozo productor en la región del La
de Maracaibo. En 1918 esta concesión fue vendida a
Shell. En los años subsiguientes las concesiones fuer
otorgadas bajo diversas leyes promulgadas. Los divers
cánones que regían estos otorgamientos fueron sustituid
en 1943 por las disposiciones de la nueva ley promulga
ese año.

1914 La Shell completó el primer pozo comercial en el cam
de Mene Grande.

1918 La Venezuelan Oil Concessions completó un pozo co
productor de menor rendimiento en el Campo Costane
Bolívar.

1922 El pozo Los Barrosos Nº 2, perforado por la Shell en
parte noreste del Lago de Maracaibo reventó, fluyendo s
control durante 10 días a razón de 100.000 barriles diari
Este acontecimiento atrajo la atención del mundo ha
Venezuela como un país de vasta potencialidad petrole
y marcó un período de gran actividad en busca de petról
en toda Venezuela y especialmente en la región del La
de Maracaibo.

1926 Descubrimiento del Campo de Lagunillas, en el Lago
Maracaibo, el cual se convirtió rápidamente en el más im
portante campo productor de Venezuela.

1928 Descubrimiento del Campo de Tía Juana. Se extienden lo
trabajos de exploración hacia el Oriente de Venezuela
se descubre el importante campo de Quiriquire.

1930 Descubrimiento del Campo de Bachaquero en la región del Lago de Maracaibo.

1931 Inauguración de la Refinería de Caripito, Estado Monagas.

1937-1939 Continúan los trabajos de exploración en el Oriente de Venezuela y dan por resultado el descubrimiento de los Campos de Oficina, Jusepín, San Joaquín y Las Mercedes.

1939 Descubrimiento del importante Lote (LL-370) en el Lago de Maracaibo. Expansión de la Refinería de Caripito.

1943 Aprobada nueva Ley de Hidrocarburos, actualmente en vigencia. Todas las concesiones otorgadas bajo el amparo de Leyes anteriores fueron convertidas bajo el imperio de esta nueva Ley.

1944 Descubrimiento de la producción de estratos del Cretáceo en el Campo La Paz, Estado Zulia.

1949 Comenzaron las operaciones en la Refinería de Punta Cardón. Trabajos de expansión en progreso.

1950 Inaugurada la Refinería de Amuay. Se han realizado trabajos de expansión en esta importante Refinería.

1956 Otorgada una vasta área de nuevas concesiones a compañías petroleras establecidas en el país y a otras recién-establecidas, las primeras concedidas desde 1945.

Proyecto de ejecución de Instituto Venezolano de Petroquímica en marcha.

Para fines de año la producción de petróleo aumentó considerablemente debido al impacto de la crisis del Canal de Suez.

1957 El otorgamiento de nuevas concesiones continuó hasta fines de mayo. La industria petrolera venezolana mantuvo un ritmo ascendente de producción hasta junio cuando el nivel de producción bajó sustancialmente debido principalmente a la reapertura del Canal de Suez y al programa de restricción voluntaria a las importaciones en los Estados Unidos

1958 Empezaron las actividades de exploración en las nuevas concesiones otorgadas en 1956-1957, especialmente en la cuenca del Lago de Maracaibo. Un total de 27 compañías participan activamente en la evaluación y desarrollo de las

nuevas áreas de exploración. La producción de petró continuó declinando hasta mediados de 1958, después fue recuperando con firmeza hasta superar los 3 millo de barriles diarios en los primeros meses de 1959. En viembre de 1958 la Ley de Impuesto sobre la Renta modificada.

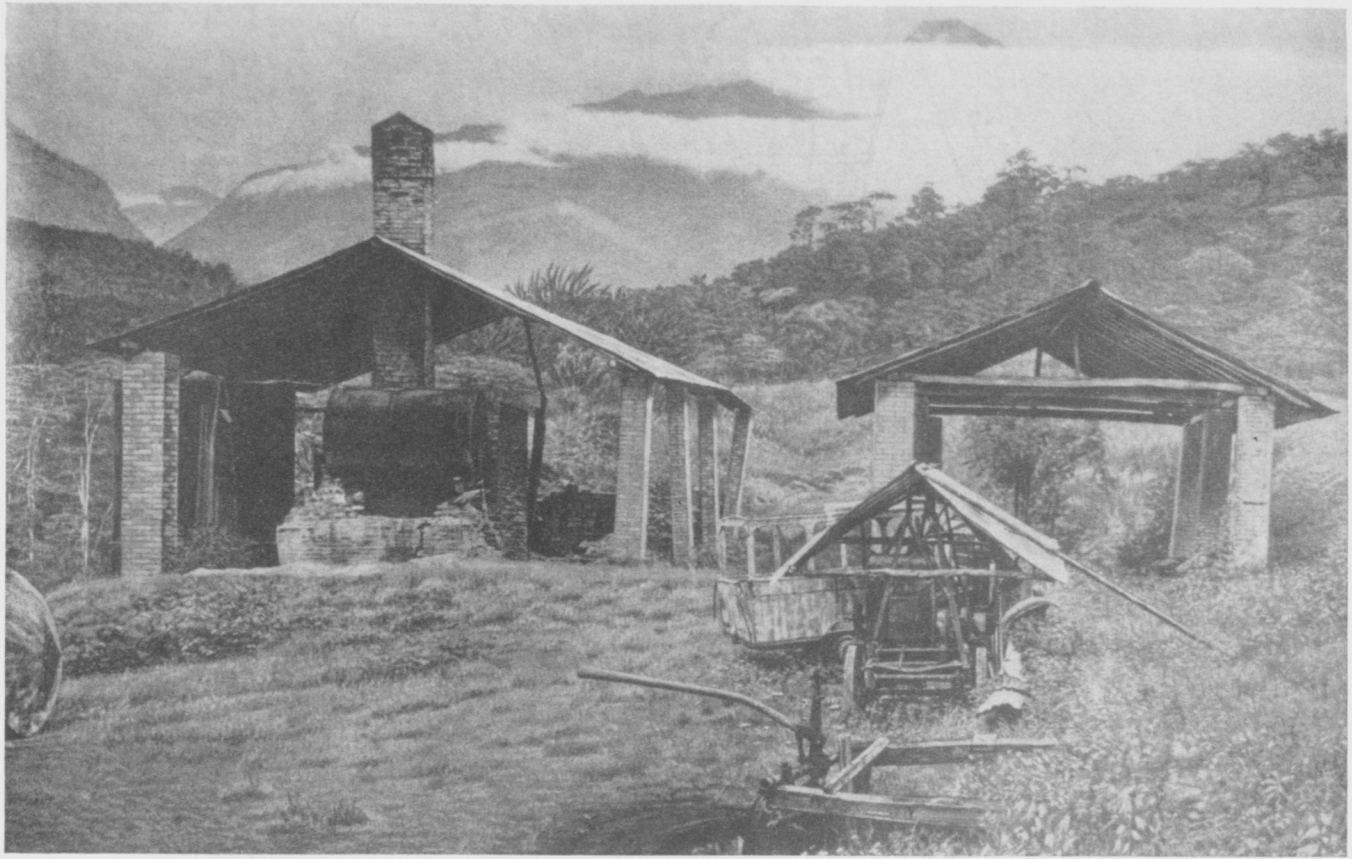
1959 La producción de crudo casi alcanzó el nivel record es blecido en 1957 aunque a un ritmo más lento en compa ción con el incremento de los primeros años de la p guerra. Las actividades de exploración disminuyeron dura el año.

1960 El Gobierno Nacional crea la Corporación Venezolana Petróleo. Se crea la Organización de Países Exportadores Petróleo, con el propósito de unificar la política petrolera los países exportadores netos de petróleo. Firman el acue Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela.

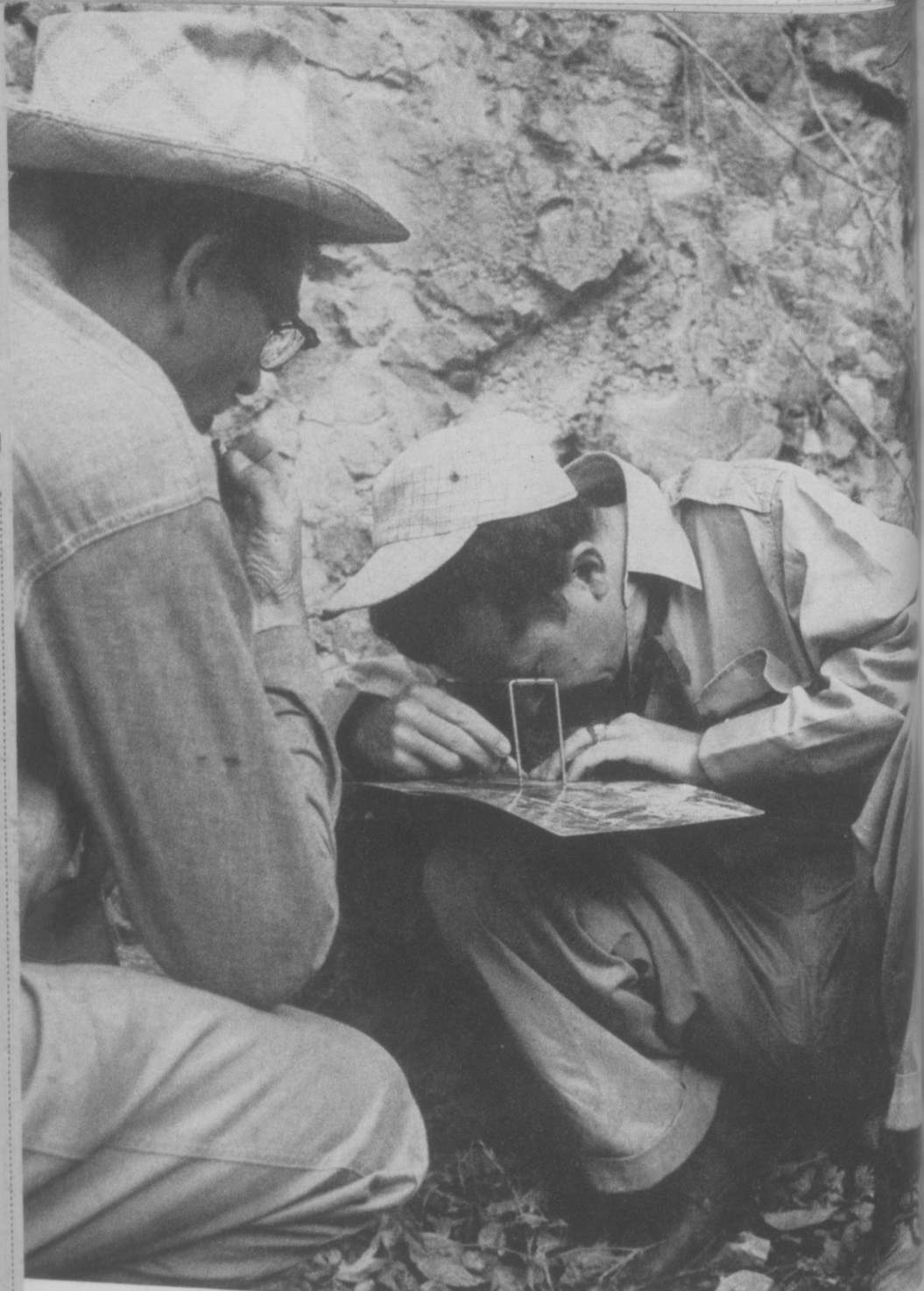
1960 La capacidad de refinación de Venezuela llega al millón barriles por día.

1963 Se descubre petróleo en el Cretáceo por primera vez, b las aguas del Lago de Maracaibo.

1964 El Ejecutivo Nacional por decreto asigna a la C. V. P. 33 por ciento del mercado interno de gasolina para 19 el cual se cubrirá por etapas anuales. La etapa de 196 fija en un 10 por ciento.



Parte de las instalaciones de refinación de la compañía Petrolia del Táchira.



En la gráfica, un geólogo de la Creole estudia con ayuda del estereoscopia, los detalles de una fotografía aerofotogramétrica.

CAPITULO III

REGIMEN LEGAL DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS

Las Concesiones de Hidrocarburos. Requisitos y tipos de concesiones. Concesiones otorgadas en la década 1939-1949. Concesiones de 1956-1957. Concesiones por compañías hasta el 31-12-64. Estado de la exploración en las Concesiones Vigentes.

CONCESIONES DE HIDROCARBUROS

Al hablar de concesiones de hidrocarburos es necesario recordar que todo lo relativo a la exploración del territorio nacional, en busca de petróleo y la explotación de yacimientos del mismo, es de utilidad pública y por lo tanto las concesiones de hidrocarburos se obtienen únicamente del Ejecutivo Nacional.

Igualmente es necesario tener en cuenta que toda persona nacional o extranjera puede libremente hacer exploraciones superficiales para descubrir acumulaciones de hidrocarburos, con excepción de los terrenos cubiertos por concesiones en vigor y las limitaciones que la Ley establece. Se entiende por exploraciones superficiales, estudios geológicos de la superficie, trabajos gravimétricos y sismográficos. En algunos casos es necesario hacer perforaciones, pero la profundidad de estas perforaciones está específicamente limitada por la Ley de Hidrocarburos a cien metros. El derecho de explorar a que se ha hecho referencia aquí, *no tiene carácter exclusivo.*

Para gozar del derecho de explorar y explotar hidrocarburos *carácter exclusivo,* es necesario solicitar y obtener del Ejecutivo cional uno de los dos tipos de concesiones de hidrocarburos prev por la ley, o sea:

a) Concesiones de Exploración y subsiguiente explotación.

b) Concesiones de Explotación.

El que aspira a obtener una concesión de exploración y subsigu te explotación presentará una solicitud al Ejecutivo Nacional po termedio del Ministerio de Minas e Hidrocarburos. A dicha solic acompañará un croquis donde se hará constar la ubicación del solicitado, la superficie aproximada y la descripción de sus lind La superficie de este tipo de concesión no podrá exceder de 10 hectáreas. Una vez llenas las formalidades previstas en la Ley, el cesionario tendrá el derecho exclusivo de explorar el lote por período de hasta tres años. Estas exploraciones pueden consistir las de carácter superficial ya mencionadas y también en la perfora de pozos exploratorios. Este período de tres años es llamado *período de exploración.* Durante este período de exploración el cesionario lleva a cabo la mensura de la concesión y al mismo tiem demarcará dentro de ella las parcelas que escogerá para la su guiente explotación.

El plano de conjunto y el de las parcelas de explotación que escojan se presentarán al Ministerio de Minas; una vez aprobados Ministerio de Minas expide el correspondiente certificado de Expl ción sobre la referidas parcelas, el cual da derecho al concesion de explotar hidrocarburos, si los hubiere, por un período de 40 a

Estas parcelas en total no pueden exceder del 50 por ciento de superficie total del lote e individualmente no pueden tener una perficie mayor de quinientas hectáreas. El 50 por ciento del lote escogido en parcelas regresa a la Nación como Reservas Nacionales.

El que aspira a obtener una concesión de explotación presentará u solicitud al Ejecutivo Nacional, por intermedio del Ministerio Minas e Hidrocarburos, acompañada por un croquis donde se h constar la ubicación del lote solicitado, la superficie aproximada y descripción de sus linderos. Si el Ejecutivo accede a la solicitud lo h constar mediante Resolución del Ministerio de Minas e Hidrocarb ros. En dicha Resolución fijará un plazo, no mayor de un año, p la presentación del plano de la concesión. Dentro de ese lapso concesionario hará una mensura de la concesión, elaborará el plano

lo presentará para su aprobación. Una vez aprobado este plano se le expedirá al concesionario el título de la concesión y simultáneamente el concesionario pagará el impuesto correspondiente. Este título da el derecho exclusivo de explotar hidrocarburos, si los hubiere, por un período de 40 años. Es de advertir que la concesión de explotación no puede tener una superficie mayor de 500 hectáreas.

RESERVAS NACIONALES

Las reservas nacionales constituyen el 50 por ciento de la superficie de una concesión de exploración que devuelve el concesionario a la Nación, al escoger éste las parcelas de explotación. Las reservas nacionales pueden otorgarse a juicio del Ejecutivo Nacional, pero únicamente como concesiones de explotación. Generalmente el concesionario paga precios más elevados por estas concesiones puesto que, habiendo ya unas concesiones exploradas en la zona, se tiene más conocimiento de sus posibilidades productoras que el que se tendría en otra zona que nunca había estado cubierta por concesiones. No deben confundirse las reservas nacionales con las reservas probadas, ya que éstas se refieren al petróleo que se estima existe en los yacimientos ya conocidos en el subsuelo. Estas reservas aumentan a medida que se descubren nuevos yacimientos y disminuyen como es natural a medida que se extraiga el petróleo. A la estimación del volumen de las reservas de petróleo se llega por medio de mapas geológicos y estudio de pozos perforados que permiten estimar el volumen de las arenas capaces de contener el crudo. Por métodos físico-matemáticos se estima el espesor de arena, lo cual permite a su vez estimar el volumen de crudo recuperable. Para el año de 1964 las reservas probadas venezolanas han sido estimadas en 17.253 millones de barriles.

La década 1939-1949

La nueva política petrolera del Gobierno, la conversión de las concesiones a la ley de 1943, y el estallido de la segunda guerra mundial se combinaron para producir una era de desarrollo sin paralelo en la historia de la industria venezolana del petróleo. Desde una producción de 562.000 barriles diarios al empezar la guerra en 1939, la extracción de crudo venezolano subió a 885.900 barriles diarios en 1945, al finalizar las hostilidades, lo que representa un aumento de 57 por ciento en menos de seis años.

En los años que precedieron inmediatamente al desencadenamiento de la guerra, unas cuantas compañías nuevas obtuvieron concesiones en Venezuela. Bajo el acicate de la lucha aceleraron su búsqueda de petróleo, y el éxito coronó sus esfuerzos en algunos casos.

La Mobil Oil Co. de Venezuela logró sus primeras concesiones en 1935, y al año siguiente empezó a perforar en el sud-oeste del Estado Anzoátegui. Su primer productor comercial, el pozo Guario Nº 1, a 8 kilómetros al norte de San Joaquín, quedó terminado en septiembre de 1940. Esta compañía encontró petróleo en escala comercial en otros campos en el oriente de Venezuela: en Güico en 1944; en West Güico y Nipa en 1946; y en Chimire a finales de 1947. Para finales de 1948, la Mobil tenía en producción un total de 110 pozos en el oriente de Venezuela y su producción diaria de 32.000 barriles la colocó en cuarto lugar entre las compañías productoras en Venezuela. En 1947, la Mobil terminó un oleoducto de 12 pulgadas (30 cms.) desde sus campos del oriente hasta Puerto La Cruz.

La labor de la Texas Petroleum Co. es similar. Sus pozos de Rincón Largo, situados en la parte meridional del campo Santa Ana, en el Estado Anzoátegui, empezaron a producir en agosto de 1944. El campo Tucupita, en el Territorio Federal Delta Amacuro, fue puesto en producción durante el mes de mayo de 1945. Con anterioridad, la Texas y la Caracas Petroleum, controlada esta última por intereses británicos habían constituido una sociedad en la que cada una tenía 50 por ciento de las acciones, denominada S. A. Petrolera Las Mercedes. Esta compañía descubrió el campo Las Mercedes, ubicado en la parte central del Estado Guárico, en noviembre de 1941. Otros campos también descubiertos por ella incluyen Grico y Palacio, ambos en 1946, y Guavinita, el año de 1948. En ese mismo año esta compañía terminó un oleoducto de 16 pulgadas (40 cms.) de diámetro y 253 kilómetros de longitud, que enlaza su campo Las Mercedes con un terminal marítimo en las inmediaciones de Puerto La Cruz.

La Sinclair Venezuelan Oil Co. abrió su campo Santa Bárbara, a 15 kilómetros del de Jusepín, en marzo de 1941, después de estar explorando continuamente en el país desde la organización de la Venezuelan Petroleum Company en 1925. El petróleo de Santa Bárbara se envía por un oleoducto de 12 pulgadas (30 cms.) y 150 kilómetros hasta un terminal situado en Puerto La Cruz.

El desarrollo del campo Santa Bárbara por la Sinclair aceleró los trabajos de exploración en el oeste del Estado Monagas, dando por re-

sultado la apertura del campo Mulata por intereses conjuntos de la Creole y la Pantepec, y del campo Mata Grande por la Phillips Petroleum Company, compañía que se estableció en Venezuela en 1944 y efectuó su primer descubrimiento comercial en 1946. Esta compañía también descubrió un nuevo campo en San Roque, Anzoátegui.

En 1944, la Venezuela Atlantic Refining Company, que con anterioridad había realizado algunas exploraciones en el occidente de Venezuela, adquirió nuevas concesiones en el oriente e inició allí intensas exploraciones. Hasta ahora han encontrado estratos productores de petróleo y gas en las zonas de Pelayo, Cachicamo, Socorro, Sabán y Tucupido. Una filial de la Atlantic, la Guasare Oil Company, reinició trabajos y perforaciones de exploración en sus concesiones de Amana, al noroeste de Maracaibo. La Atlantic también se hizo cargo de algunas pertenencias de los intereses Barndsdall que, en sociedad con la Standard Oil Company of Ohio, había obtenido concesiones antes de la guerra, pero decidió retirarse en 1947, después de haber invertido grandes sumas sin lograr ninguna perspectiva.

Luego de promulgada la Ley de Hidrocarburos de 1943,* las compañías más antiguas adquirieron nuevas tierras. Las adquisiciones de la Creole se efectuaron en el occidente (Lago Maracaibo), centro y oriente de Venezuela. La Shell tomó concesiones en el Lago de Maracaibo por primera vez, y en el oriente. La Sinclair y la Mobil obtuvieron numerosas parcelas en Barinas. La Mene Grande también adquirió concesiones que abarcaban el sureste del Lago de Maracaibo y en parte las tierras situadas hacia el este, así como importantes zonas en el oriente del país y en el Estado Apure. La Mobil, la Texas y la Sinclair también tomaron terrenos en el oriente.

* *"Ley de Hidrocarburos de 1943"*

"Las actividades petroleras están regidas actualmente por la Ley de Hidrocarburos promulgada en el año de 1943, con pequeñas modificaciones introducidas en el año de 1955.

"Es de notar que la casi totalidad de las compañías petroleras existentes para esa época convinieron con el Gobierno en que sus concesiones fueran convertidas a la nueva Ley y se rigieran consecuencialmente por ella, es decir, que el Ejecutivo Nacional otorgó ese año de 1943 y durante 1944 nuevos títulos a las concesiones vigentes para esas fechas. De esta manera los concesionarios renunciaban a ciertos privilegios que les habían sido otorgados por leyes anteriores (por ejemplo, importación libre del pago de derechos arancelarios), pero aseguraban la vigencia de sus concesiones por 40 años más. Por lo tanto y salvo la concesión de prórroga, las concesiones convertidas, con sus equipos e instalaciones, pasarán al dominio de la Nación en los años de 1983 y 1984".

La política del Gobierno al permitir concesiones en esos mome fue equitativa, pues dio a cada compañía solvente una oportuni adecuada de asegurar suficiente terreno para desarrollo, dentro de posible, de acuerdo con su elección. Donde había competencia, se vieron en cuenta las posibilidades operativas del solicitante, así co su disposición a pagar un precio más elevado.

De acuerdo con la ley, las compañías que solicitasen nuevas c cesiones de exploración habrían de terminar su parcelación en plazo de tres años, así que a principios de 1944 hubo un período intensas exploraciones, cuando las compañías trataron de evaluar pertenencias. Zonas del país que nunca habían sido perforadas fue sometidas a intensa actividad exploratoria. La Sinclair y la Mobil ab ron pozos en Barinas donde la Mobil descubrió en 1948 el cam Silvestre.

Un esfuerzo exploratorio muy importante fue realizado en el tado Guárico, donde doce compañías interesadas mancomunaron medios en 1944-1945 para construir los 296 kilómetros de la car tera que se extiende desde el Sombrero hasta Puerto La Cruz; e carretera permite el acceso a sitios de la zona donde se estaban ef tuando perforaciones.

La Creole después de haber invertido 60 millones de bolívares un infructuoso esfuerzo por encontrar petróleo se retiró de sus d grandes concesiones en el Estado Guárico, las cuales habían sido a quiridas en 1944. La Shell, la Mobil, la Sinclair y la Phillips tambi perforaron con poco éxito en el Guárico. La Mene Grande perfo pozos de exploración en Apure y el norte de Anzoátegui, sin enco trar petróleo.

El desarrollo más notable en el oriente de Venezuela a partir de última guerra mundial ha sido el de la zona de Oficina, Estado An zoátegui, que abarca más de una docena de campos y hasta un m ximo de 47 áreas productoras en un solo campo, las cuales produ con crudos cuya gravedad oscila entre 10 y 57 grados A.P.I., o sea, desd pesado hasta liviano. La Mene Grande desarrolló en esta zona, entr otros, los campos de West Nipa, Yopales, East Nipa y Caico Seco La capacidad del oleoducto principal a Puerto La Cruz aumentó 190.000 barriles (30.100 metros cúbicos) diarios en 1947, suplemen tando la tubería en casi toda su longitud.

En el Estado Zulia numerosas concesiones fueron adquiridas po la Richmond Exploration Company en 1944, después de diez años de relativa inactividad. Tres años más tarde esta compañía descubri

un campo de importancia apreciable, que produce petróleo pesado, en la zona llamada Boscán, al sudoeste de Maracaibo. El desarrollo de este campo ha requerido un oleoducto de 40 kilómetros y un terminal en la costa occidental del Lago de Maracaibo.

Las perforaciones en la cuenca del Lago se aceleraron durante los años de la guerra, cuando se acentuaron las dificultades para la obtención de maquinarias, lo que obligó a las compañías productoras a concentrar sus esfuerzos en zonas como esa, más apropiadas para obtener el máximo rendimiento. Aun así, se descubrieron suficientes reservas para compensar ampliamente el petróleo extraído de las prolíficas arenas eocenas y miocenas de la cuenca del Lago. Después de la contienda, los tres productores de más importancia en esta zona (la Creole, la Shell y la Mene Grande) iniciaron un programa de exploraciones en una tentativa por ampliar los estratos productores. En 1944, la Shell efectuó el descubrimiento petrolífero más importante de los últimos años en Venezuela, cuando empezó a explotar la caliza cretácea del viejo campo La Paz, al noroeste de Maracaibo. Con un rendimiento de 42.077.209 barriles durante el año 1954, este campo se ha convertido en el cuarto productor del país.

Este descubrimiento del campo de La Paz dio lugar a que se perforaran otros pozos profundos de prueba en la zona noroeste del Lago, donde la Creole, la Texas, la Mene Grande y la Atlantic adquirieron intereses, así como la Shell. Importantes campos se encontraron en las formaciones cretácicas de Mara, Concepción y Sibucara. Las exploraciones de las formaciones cretácicas continuaron en Perijá, en el propio Lago y en el suroeste del Zulia.

Otorgamiento de nuevas concesiones en 1956-1957

Desde el año 1944 la Nación no había otorgado más concesiones. En el período 1951-1955 hubo varias tentativas de otorgamiento, pero no fue hasta 1956 que el Gobierno decidió abrir la primera etapa para el otorgamiento de nuevas concesiones. Durante este año tres de las compañías establecidas en el país y cinco nuevas, adquirieron un total de 311.263,65 hectáreas por las cuales se pagó un total de 975.892.381 bolívares, siendo el precio máximo pagado por hectárea de 21.621 bolívares. De esta superficie, 111.713,65 hectáreas fueron de explotación en el Lago de Maracaibo a un costo de 945.721.131 bolívares y 199.550.00 hectáreas de exploración en la frontera colombo-venezolana por 30.171.250 bolívares.

A comienzos del año 1957, el Gobierno decidió abrir la segund etapa para el otorgamiento de concesiones. Este año cuatro compañías de las establecidas con anterioridad a 1956, dos de las que adquirieron concesiones en 1956, y cinco nuevas compañías adquirieron 509.826,90 hectáreas de las cuales 199.026,90 Has. fueron de explotación en el Lago de Maracaibo, Golfo de Paria y los Estados Barinas y Monagas por las que se pagó un total de 998.751.473 bolívares y 310.800,00 hectáreas de exploración en los Estados Barinas, Monagas y la frontera Colombo-Venezolana por las que se pagaron 141.419.600 bolívares. El precio más alto pagado en esta segunda etapa de otorgamiento de concesiones fue de 15.000 bolívares por hectárea en el Lago de Maracaibo.

En el período 1956-1957 de otorgamiento de nuevas concesiones además de Creole, Shell y Mene Grande, las siguientes compañías obtuvieron concesiones de explotación: Signal Oil Co., Venezuelan Sun, The Superior Oil, Venezuelan American Independent Oil, Venezuelan Leaseholds, San Jacinto Venezolana, Varco, Phillips, Continental, Pan Venezuelan y King Mill.

De las concesiones obtenidas, las más exitosas fueron las del Lago de Maracaibo. En las del Golfo de Paria también se perforaron varios pozos pero los resultados han sido desalentadores. En las otras regiones los resultados han sido poco satisfactorios hasta ahora.

En el año 1960 apareció un nuevo factor en la industria petrolera venezolana tradicionalmente en manos del capital privado: la creación, por el Gobierno Nacional, de la Corporación Venezolana del Petróleo, propiedad del Estado.

El Ministerio de Minas e Hidrocarburos afirmó que esta Corporación funcionaría como una empresa particular, sin privilegios especiales. "Competirá de igual a igual con las empresas extranjeras en los mercados internacionales así como en el mercado interno". Es del criterio "de que debe pagar todas y cada una de las obligaciones comerciales e industriales que obliguen a todas las demás empresas del mismo ramo. No gozará de franquicia ni prerrogativas fiscales distintas a las que pueden gozar las demás compañías establecidas en el país".

Las primeras asignaciones a la Corporación Venezolana del Petróleo cuyo otorgamiento aprobó el Congreso Nacional en 1960 fueron de 141.457,94 hectáreas. Paralelamente el Gobierno afirmó también categóricamente que no se otorgarían nuevas concesiones a las compañías privadas.

Las asignaciones que se otorgaron a la Corporación Venezolana del Petróleo comprenden en su mayor parte una faja de, aproximadamente, diez kilómetros de ancho que colinda al Oeste y Sur con las zonas en explotación en el Lago de Maracaibo. Comprenden también pequeños lotes de Reservas Nacionales y sobrantes en los Estados Anzoátegui y Guárico.

Brevemente, hemos hecho notar que varias compañías instalaron al principio refinerías en el Oriente y Occidente del país. Estas instalaciones se hicieron con el fin de abastecer el mercado nacional; posteriormente se instalaron otras de mayor capacidad para satisfacer la creciente demanda. Además, para cumplir con las disposiciones legales a partir de 1943, las compañías productoras se comprometieron a refinar en el país un porcentaje determinado del crudo que obtuvieran de sus nuevas concesiones. Actualmente funcionan quince refinerías en el país, de las cuales las más importantes son la de la Creole, en Amuay, y la de la Shell en Punta Cardón. Las otras refinerías están situadas en Caripito, San Lorenzo, El Chaure, Puerto La Cruz, Bajo Grande, Casigua, San Silvestre, San Roque, Morón, El Palito y Tucupita. En 1964, las refinerías venezolanas procesaron 499.660.415 barriles, o sea, el 32,18 por ciento de la producción. Actualmente se exportan muchos productos refinados a los mercados de Estados Unidos, Canadá, América Latina, Europa y Africa.

CONCESIONES Y PRODUCCION PETROLERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1964

	Hectáreas *	%	*Mm³*	%
Mene Grande	849.179	24,15	23.425	11,9
Creole	726.794	20,67	76.033	38,5
Shell	473.578	13,47	54.780	27,8
Sinclair	222.251	6,32	3.109	1,6
Mobil	233.483	6,64	7.998	4,1
Varco	163.572	4,65	1.060	0,6
Richmond	135.558	3,84	3.046	1,5
Phillips	89.603	2,54	3.781	1,9
Texas	84.977	2,41	4,357	2,2
Petmer	67.537	1,92	485	0,3
Caracas	55.889	1,59	303	0,14
Continental	36.786	1,04	—	—
Coro	34.552	0,98	417	0,18
Ven Sun	20.000	0,57	12.276	6,2
Otras	50.731	4,33	6.357	2,92
Total	3.243.730	92,26	197.427	99,84
CVP (Asignaciones) .	271.968	7,74	374	0,16
Total	3.515.698	100,00	197.801	100,00

* 1 Hectárea 10.000 m².

Fuente: Memoria M. M. H.

ESTADO DE LA EXPLORACION EN LAS CONCESIONES VIGENTES PARA 1964

		%
1º	Exploración geológica y geofísica efectuada en las concesiones.	100
2º	Superficie explorada por el taladro:	
	a) Areas probadas	19,00
	b) Area retenida por área probada	38,80
	c) Area retenida por otras causas	27,10
3º	Superficie pendiente de exploración por taladro (463,2 M/Has)	15,10
		100,00

Fuente de información: Cámara del Petróleo.

CAPITULO IV

EXPLORACION

Exploración superficial y geofísica. Métodos. El Gravímetro y el Sismógrafo.

EXPLORACION SUPERFICIAL

Una vez localizada una región con perspectivas favorables para hallar petróleo, la tarea inmediata consistirá en seleccionar dentro de ella las áreas más propicias para la presencia de yacimientos comerciales. Para ello, el geólogo se orienta por medio de la observación de ciertas características, más o menos constantes, de las áreas favorables, las principales de las cuales son:

1. Abundancia de material orgánico que pueda haber dado origen al petróleo.
2. Presencia de capas porosas en las cuales pueda haberse acumulado el petróleo. Estas capas —rocas captadoras: arenas, conglomerados, calizas porosas— comúnmente son distintas de aquellas donde se formó el petróleo —rocas generadoras: arcillas, lutitas, calizas organógenas.
3. Es condición indispensable que las capas porosas estén recubiertas de estratos impermeables, comúnmente de arcilla, que impidan el escape del petróleo hacia la superficie a través de capas porosas superiores.

4. La existencia de trampas estructurales y trampas estratigráficas donde el petróleo haya podido acumularse.

Algunas de estas observaciones pueden hacerse valiéndose de estudios superficiales que, además de indicar los diversos tipos y espesores de las rocas que afloran en la región permiten determinar la estructura geológica de la misma. Posteriormente las muestras de los afloramientos de rocas son procesadas y estudiadas en el Laboratorio. Esta investigación puede revelar la presencia de fósiles en las rocas los cuales podrían indicar no solamente la edad relativa de la muestra, sino también su ambiente de origen, ya sea marino, de agua salobre o continental. De la misma manera, pozos poco profundos abiertos en el terreno con taladros portátiles, suministran núcleos de las capas subyacentes de cuyo examen se obtienen datos sumamente útiles.

La fotografía aérea vertical es utilizada frecuentemente con éxito en la búsqueda de estructuras favorables, ya que en ella se pueden destacar con claridad detalles que escapan a la observación hecha al nivel del suelo.

Cuando la erosión ha destruido los estratos superficiales es posible determinar las características estructurales de ciertas formaciones por el estudio del color del terreno y de la vegetación. En otros casos los estratos superficiales muestran poca variación en su aspecto aparente, pero se les puede distinguir por el examen de los fósiles que contienen, y establecer, por este medio, una correlación de dichos estratos.

Corrientemente es posible determinar la posición de los anticlinales y de otras estructuras geológicas mediante la medición de la inclinación de los estratos que afloran a la superficie. En terrenos de inclinación apreciable, por medio de la brújula Brunton, se puede determinar la orientación magnética de las capas (rumbo) y la inclinación o buzamiento de las mismas.

También las fallas pueden ser visibles en la superficie. Se evidencian por desplazamientos verticales de las rocas o por cambios bruscos en el tipo de los estratos expuestos a ambos lados del plano de fractura del terreno.

En terrenos donde no hay afloramientos, como la Mesa de Guanipa, o en áreas cubiertas por las aguas, como el Lago de Maracaibo, los métodos geofísicos y geoquímicos de prospección, los cuales no

son otra cosa que la aplicación de los principios de la Física y de la Química, respectivamente, proporcionan datos sumamente valiosos para el descubrimiento de minerales de valor en la corteza terrestre.

METODOS GEOFISICOS

Los métodos geofísicos tienden sólo a localizar estructuras aptas para almacenar cualquier petróleo o gas que pudiere existir en el subsuelo, pero sin pretender determinar directamente la presencia o ausencia de petróleo en las mismas; se les conoce por el nombre de métodos estructurales.

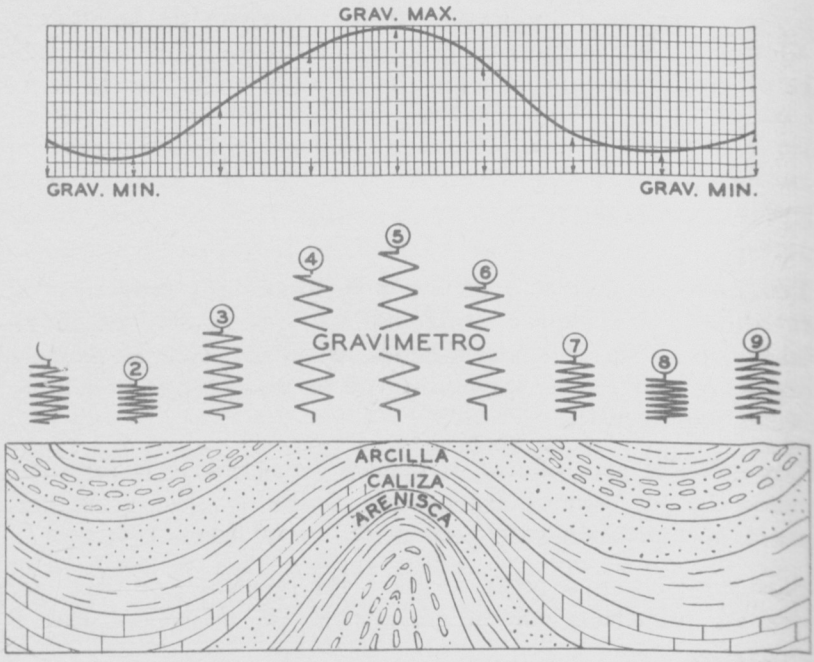
Los métodos geoquímicos, sí tienden a determinar la presencia de petróleo en los estratos examinados. Se les emplea, generalmente, durante las operaciones de perforación.

Nos limitaremos a pasar revista a los métodos geofísicos de los cuales los principales son la gravimetría (la magnetometría) y la sismografía.

Gravimetría.—La intensidad de la gravedad en la superficie de la tierra varía de un punto a otro debido a varios factores, tales como el achatamiento de los polos, la fuerza centrífuga resultante de la rotación del globo, la altitud del lugar y la *densidad de las rocas de la corteza terrestre en la estación de registro.* Semejantes variaciones en la fuerza de la gravedad son fácilmente registradas por el GRAVIMETRO, el cual no es sino una complicada balanza a resorte, de alta precisión, que permite apreciar los más mínimos cambios en el campo gravitacional de la tierra.

El procedimiento normal consiste en registrar distintos valores de la gravedad, dentro del área a explorarse mediante estaciones distantes de 800 a 1.600 metros entre sí. Los valores obtenidos en cada estación son registrados más tarde en el croquis o plano del terreno y, a base de los mismos, se trazan curvas de nivel que, uniendo los puntos de igual gravedad, dan una representación gráfica del campo gravitacional de dicho terreno. Estos contornos o curvas *isogravimétricas* suelen reflejar la existencia de estructuras profundas.

Magnetometría.—Es bien conocido que la tierra actúa como un enorme imán; pero su campo magnético, en lugar de variar unifor-



mente, lo hace en forma muy irregular. Estas irregularidades locales son causadas, principalmente, por la diferente *intensidad magnética* de las distintas rocas que constituyen la corteza terrestre. Las más importantes irregularidades locales en el campo magnético de la tierra son provocadas por variaciones en las rocas del basamento cristalino que yacen por debajo de las capas sedimentarias que a veces contienen acumulaciones de petróleo.

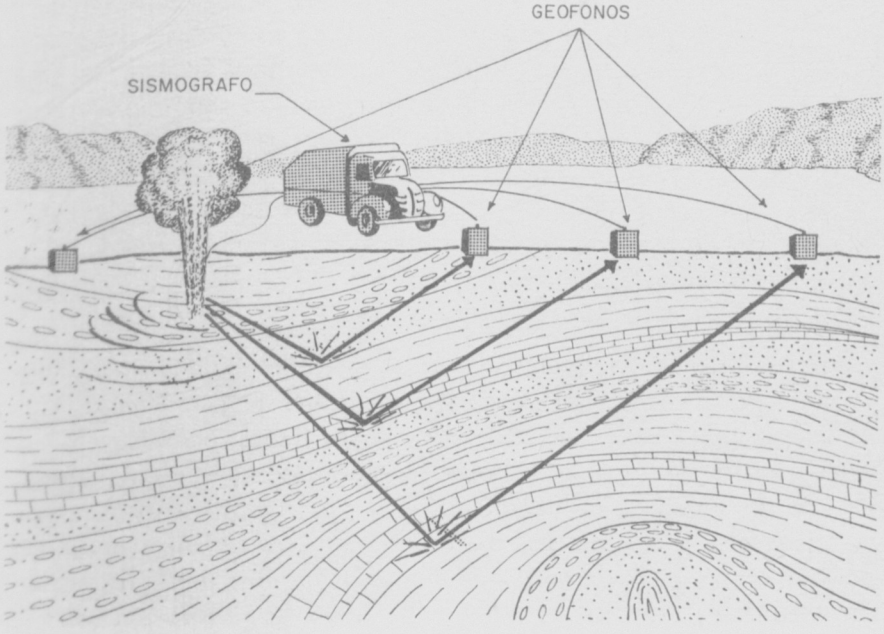
El MAGNETOMETRO mide el campo magnético de la tierra en varios puntos, de igual forma como se hace con el gravímetro para registrar los cambios de la fuerza de gravedad. De manera idéntica a la descrita para el procedimiento gravimétrico se registran en un croquis los distintos valores medidos en cada estación y se dibujan las curvas o contornos de igual valor magnético.

Los resultados del magnetómetro son, por consiguiente, de gran valor para determinar la configuración de la cuenca, dado que permiten obtener elementos de juicio preliminares acerca de la situación estructural de una región, antes de incurrir en gastos mayores utilizando métodos de exploración más lentos, complicados y costosos.

El sismógrafo (del griego, seismós, agitación, y grafos, registrar).—Por medio de una pequeña explosión en un pozo perforado a poca profundidad se produce una agitación de las capas terrestres. Esta agitación se transmite a través de los estratos al igual que las ondas producidas por el lanzamiento de una piedra en un estanque de agua.

Dichas ondas penetran naturalmente la corteza terrestre, y al encontrar una capa rocosa, se reflejan y regresan a la superficie, donde son recogidas y registradas por geófonos estratégicamente colocados. Con el registro de los instantes de llegada de estas ondas a varias estaciones convenientemente ubicadas es posible calcular la velocidad sísmica (la cual varía según la naturaleza de las rocas atravesadas), el tiempo invertido por las ondas en su viaje de ida y vuelta a la capa reflejante, y, por tanto, la profundidad de las capas y su buzamiento.

Pero debe tenerse presente que estos métodos sólo sirven para localizar las estructuras en donde puede haber petróleo, de ninguna manera pretenden ellos determinar la presencia del mineral; esto sólo se logra directamente mediante la perforación.



CAPITULO V

PERFORACION DE POZOS

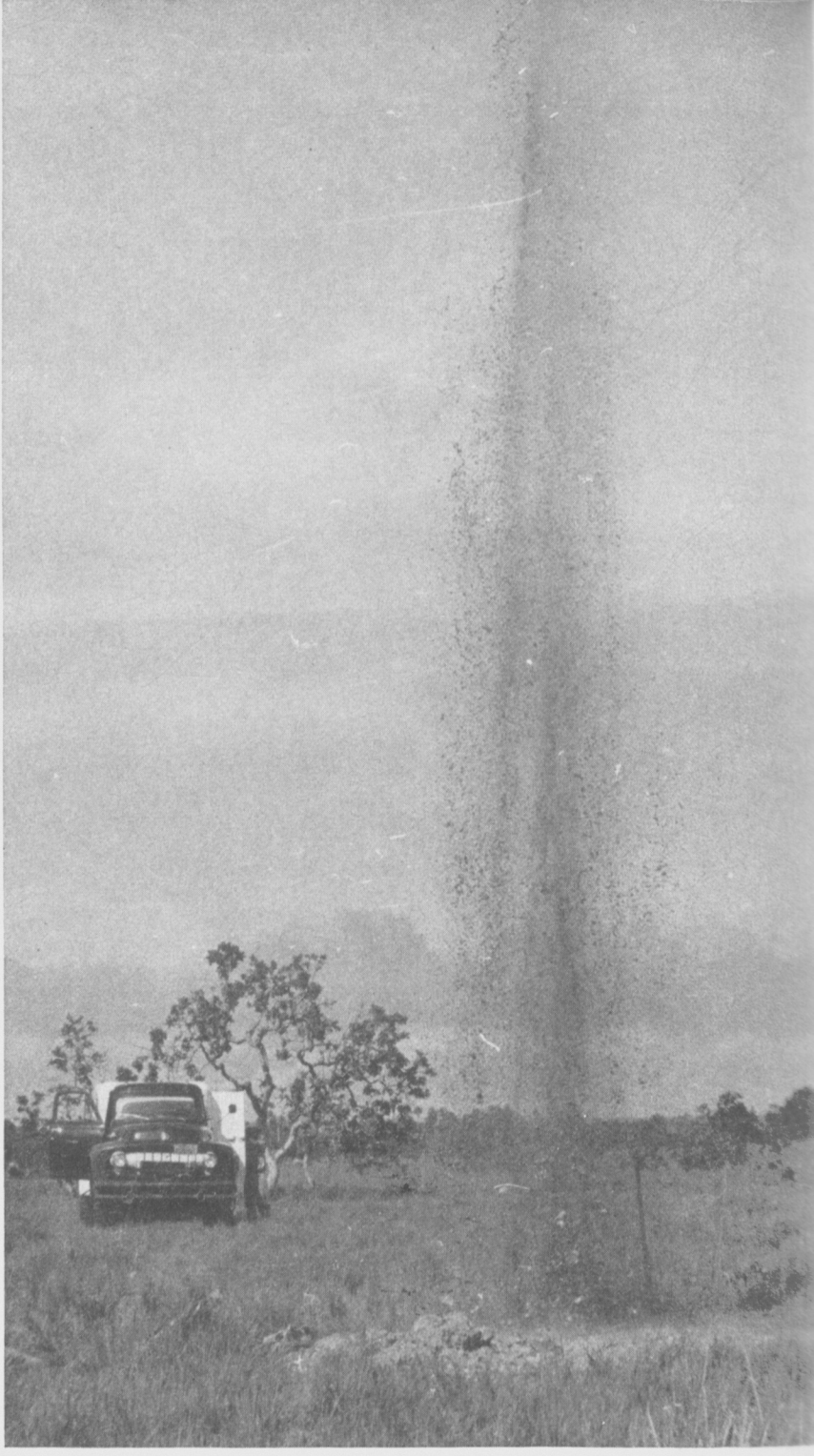
Perforación en tierra y en agua. Producción por flujo natural y por métodos artificiales. Transporte.

Para la escogencia del sitio apropiado donde debe realizarse la perforación exploratoria se toman en cuenta varios factores: los resultados positivos de las exploraciones geofísicas y los tipos de estructura posiblemente petrolíferos. Para dicha escogencia debe tenerse sumo cuidado, pues los esfuerzos exploratorios exigen la inversión de grandes sumas, que a menudo se pierden totalmente cuando los pozos resultan improductivos, ya que un pozo exploratorio puede costar más de cuatro millones de bolívares. En la década 1931-1940, la relación entre perforaciones exitosas y fracasadas fue de 1 a 8, es decir, un pozo productivo por cada ocho perforados; en la década siguiente, dicha relación mejoró a 1 por 5, debido a los progresos alcanzados.

Los problemas relativos a la instalación del equipo de perforar varían según el sitio donde se vaya a efectuar la perforación. Cuando la región es plana y poco arbolada —los llanos, por ejemplo—, la instalación de la torre y del resto del equipo, así como la apertura de vías de acceso, es relativamente fácil. En cambio, si la topografía es accidentada y con mucha vegetación, es necesario efectuar derrumbes, talar, drenar y construir vías de acceso, de difícil trazado y acondicionamiento. Por eso, los trabajos previos a la perforación son com-



Un operador de gravímetro mide la gravedad de las rocas, para localizar estructuras favorables a la acumulación de petróleo.



"Terremoto" artificial producido por la detonación de una carga de dinamita en la exploración sismográfica.

plejos y requieren el concurso de ingenieros, topógrafos, cuadrillas para el saneamiento, constructores de casas, etc.

El único método de perforación usado en la industria petrolera en la actualidad es el rotatorio, siendo éste el que mejor se adapta a las condiciones de perforación en Venezuela.

Equipo de perforación en tierra

Para la instalación del equipo de perforación en tierra se requiere la construcción de fuertes bases de concreto y la erección de una estructura a tres metros aproximadamente sobre el nivel del suelo, para sostener la cabria que es una estructura de acero, formada por barras fuertemente articuladas, capaces de soportar el peso de miles de metros de tubería, alrededor de 450 toneladas. Esta constituye un punto de apoyo en el espacio de altura suficiente, ordinariamente 42 a 60 metros, que permite introducir o sacar del hueco los tubos de perforación. Además, sobre la plataforma se colocan: a) la mesa rotatoria, que imprime movimiento a la tubería de perforación; b) el malacate, que acciona las poleas viajeras, y c) los indicadores del peso de la tubería, de las presiones y de la velocidad de la mesa rotatoria, instrumentos que suministran datos de mucha utilidad durante el trabajo de perforación.

La fuerza necesaria para mover la mesa rotatoria y demás mecanismos, la suministra una planta de energía situada a prudencial distancia de la plataforma, la cual consume gas o aceite combustible; en algunos casos dicha energía es suministrada por motores diesel o eléctricos. Al lado de la plataforma se hallan dos excavaciones rectangulares, que sirven para preparar y depositar un barro especial utilizado exclusivamente en las labores de perforación.

Equipo de perforación en el agua

Para desarrollar los yacimientos del Lago de Maracaibo ha sido preciso recurrir a técnicas especiales destinadas a la construcción de cimientos que sirvan de base a la cabria y a parte del equipo de perforación. Para ello, se fabrican en La Salina pilotes macizos de concreto armado en longitudes hasta de 61 metros, con pesos hasta de 200 toneladas.

Los pilotes, por medio de una grúa, son colocados en gabarras especiales que los transportan hasta el sitio escogido para instalar la cabria. Una vez allí, otra grúa los levanta y los coloca en el sitio adecuado. Por último, con un martinete se clavan hasta la profundidad deseada, en el número requerido y, sobre ellos, después de haberlos encepado y nivelado convenientemente, se coloca una plataforma de concreto prefabricada y, por último, la cabria y algunos de los aparatos utilizados en la perforación.

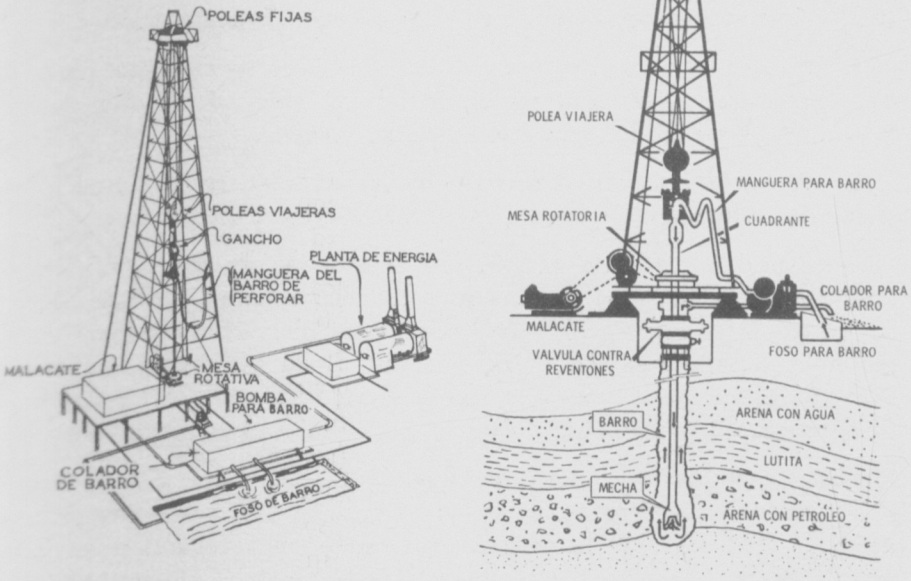
El resto del equipo se coloca en gabarras en las cuales se hallan la planta de energía, los tanques para el barro de perforación, las bombas, los almacenes para el combustible, etc.

Proceso de perforación

La perforación de un pozo comprende una serie de operaciones que obligan a realizar una labor continua que no admite paralización o alteración en su ritmo, hasta tanto no haya sido terminado el pozo y arreglado en forma definitiva. Por esta circunstancia, se requieren tres cuadrillas de perforación integradas, corrientemente, por seis u ocho hombres, cada una de las cuales trabaja ocho horas diarias.

La operación de abrir un pozo mediante una mecha que corta y atraviesa los estratos de la corteza terrestre, podemos compararla al procedimiento de abrir un hueco en la madera, para lo cual se emplea, como es sabido, el berbiquí. En efecto, cuando vamos a taladrar la madera, aplicamos la punta de la mecha del berbiquí al sitio donde queremos horadar, luego presionamos e imprimimos un movimiento giratorio y de esta manera la mecha penetra. La perforación de pozos es algo parecida. Por el método rotatorio se hace girar una mecha, que se encuentra atornillada al extremo inferior de una tubería llamada de perforación y la cual en el extremo superior está unida a un tubo de sección cuadrada que encaja exactamente en el centro de la mesa rotatoria; ésta, y desde luego la mecha y la tubería, giran a una velocidad regulable, que puede llegar a más de 150 revoluciones por minuto, con lo cual la acción perforante adquiere gran efectividad. Sin embargo, en la práctica la velocidad de penetración durante la perforación fluctúa entre unos cuantos centímetros y cientos de metros por día, según sea la dureza de las rocas. Cada vez que se han horadado nueve metros —longitud de un tubo de perforación— se agrega un nuevo tubo y se continúa la operación hasta que la mecha está totalmente gastada. El tipo de mecha en uso debe

EQUIPO DE PERFORACION - TIERRA



adaptarse a las características geológicas de los estratos. Algunas, las más comunes, presentan en su extremidad dos cuchillas con filos lisos, dispuestas en forma de aletas (cola de pez); otras mechas poseen filos dentados; otras tienen ciertas piezas giratorias, igual que un engranaje (mechas de fresa) y las hay también con incrustaciones de diamantes industriales. Durante la perforación es muy frecuente el desgaste de la mecha por efectos de la fricción; cuando esto ocurre, hay que extraer toda la tubería vástago, desacoplarla y amontonarla en el interior de la cabria; una vez sustituida la mecha, se acopla la tubería, se baja al pozo nuevamente y la tarea continúa.

A medida que se perfora, se bombea por dentro de la tubería de perforación un barro especial, el cual, por la presión a que es inyectado, sale con gran fuerza por los huecos que tiene la mecha y retorna a la superficie por el espacio anular libre que queda entre las paredes del pozo y la tubería, arrastrando consigo las partículas trituradas por la mecha. El barro de perforación debe desempeñar adecuadamente cuatro funciones principales, las cuales son independientes de la profundidad u otras condiciones particulares bajo las cuales se perfora el pozo. Estas funciones son:

1. Remover las partículas cortadas por la mecha y mantener el hueco limpio, con una velocidad razonable de circulación.

2. Enfriar y lubricar la mecha y la tubería de perforación.

3. Ejercer una presión hidrostática suficiente —mediante densidad apropiada— para prevenir la entrada al hueco de fluidos de la formación durante las operaciones de perforación, y

4. No actuar sobre las formaciones penetradas, en el sentido de causar en ellas esponjamientos, desintegraciones o derrumbes.

Para que el barro de perforación desempeñe de modo eficiente estas funciones hay que prepararlo convenientemente, dándole algunas propiedades específicas, tales como: densidad suficiente para que pueda contrarrestar la presión de la formación, y viscosidad adecuada a objeto de que pueda remover con facilidad, del fondo del pozo, las rocas trituradas y mantener a éste limpio y en buenas condiciones.

Consiste el barro en una mezcla de agua con arcilla, a la cual se le agregan ciertas substancias químicas que le comunican las características deseadas. Así, su viscosidad se aumenta agregándole bentonita, y la densidad apropiada se le da con barita. Comúnmente el lodo contiene también sosa cáustica, extracto de quebracho, cal, silicato de sodio y diversos fosfatos.

El estudio de las características geológicas de los estratos que se están perforando se hace:

a) Analizando en el laboratorio de geología, periódicamente, las partículas de rocas que el barro lleva a la superficie.

b). Extrayendo, con igual propósito, a profundidades variables con sacamuestras especiales, núcleos, es decir, muestras del terreno.

c) Practicando registros eléctricos en el interior de los pozos. Mediante éstos, es posible conocer la porosidad de las rocas y los fluidos que las ocupan.

Una arenisca acuífera, por ejemplo, mostraría en el perfilaje eléctrico leves oscilaciones debido a que el agua, por las sales que contiene en solución es conductora de la electricidad. Mientras que una arenisca petrolífera daría en el registro oscilaciones fuertes porque el petróleo es mal conductor. En ambas arenas el potencial espontáneo registrado en el aparato, es elevado, a causa de la porosidad. El pozo tiene generalmente 60 cms. de diámetro en la superficie; luego va reduciéndose a medida que aumenta la profundidad, por razones de



En el Lago de Maracaibo las cabrias están plantadas en hileras y separadas una de otra por una distancia de 600 metros aproximadamente.



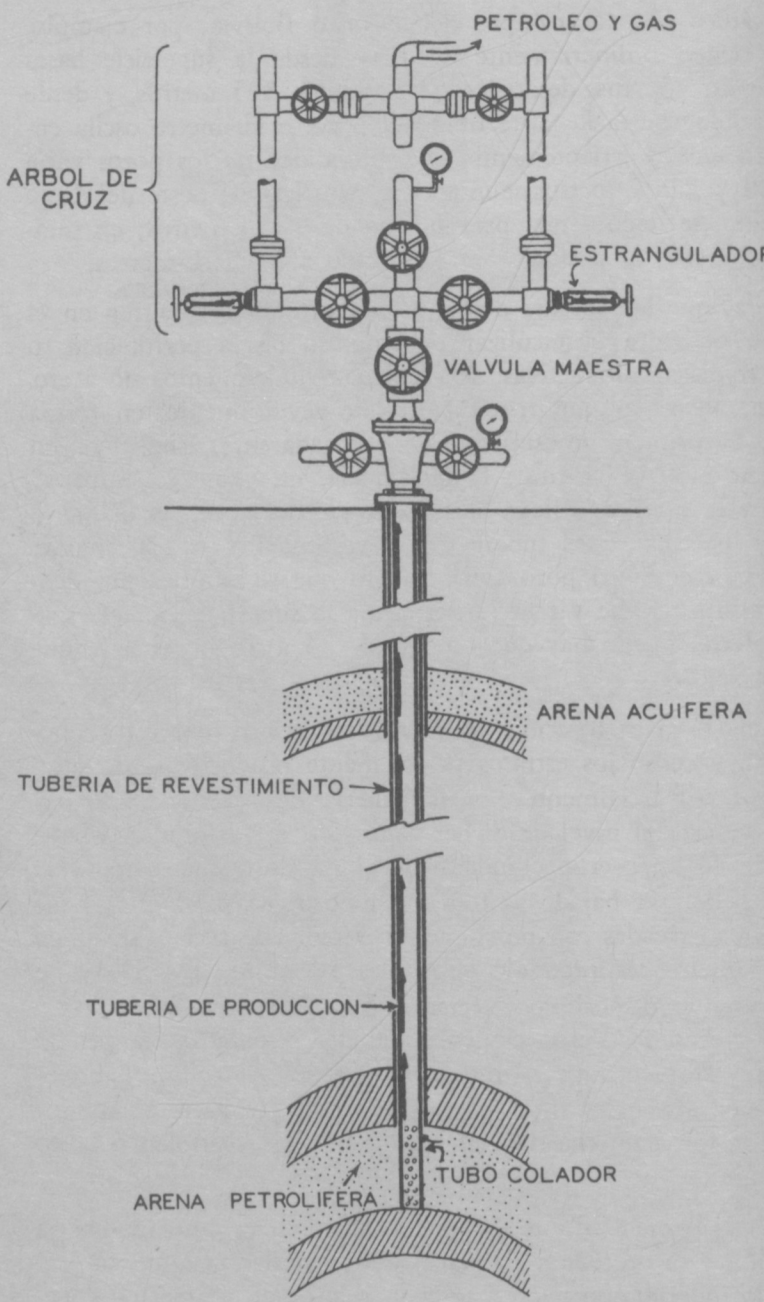
Cuadrillas de perforación cambiando la "mecha".

orden mecánico. En los campos del Distrito Bolívar, por ejemplo, los pozos tienen ordinariamente 60 cms. desde la superficie hasta los 61 metros; 35 cms. desde los 61 hasta los 305 metros, y desde esta profundidad hasta la parte final del pozo, el diámetro oscila entre 22 y 24 cms. Corrientemente, la profundidad de los pozos varía entre 1.500 y 2.000 metros, aunque en Alturitas, al oeste del Lago de Maracaibo, se llegó a una profundidad de 5.194 metros; en cambio, en Cumarebo, el petróleo fue localizado a los 191 metros.

Para evitar que las paredes del pozo se derrumben, o entren en él fluidos que pudieran obstaculizar el progreso de la perforación, o dañar las areniscas productivas, se emplean entubamientos de acero. Por lo general, se colocan tres tuberías de revestimiento, en forma telescópica. La primera de estas tuberías, llamada superficial, tiene un diámetro entre 60 y 35 cms.; la intermedia, un diámetro entre 35 y 25 cms., y la final, que llega hasta el fondo del pozo, un diámetro entre 25 y 14 cms. Estas tuberías de revestimiento se fijan fuertemente a las paredes del pozo con cemento que se bombea por dentro de la misma tubería y regresa después a la superficie por el espacio anular libre. Luego hay que esperar de 24 a 48 horas para que el cemento fragüe.

Al terminarse la perforación la tubería que se usó para estas labores se retira, y como los estratos posiblemente productivos son atravesados total o parcialmente por la tubería de revestimiento, hay que agujerear ésta al nivel de dichas capas con el perforador a bala. Este consiste en un cuerpo cilíndrico de acero, de diámetro reducido como para poder ser bajado al fondo del pozo; en su interior tiene varias cámaras cargadas con pólvora y proyectiles de acero con punta afilada y diámetro comprendido entre 5 a 20 milímetros. Desde la superficie, usando dispositivos eléctricos o mecánicos y cables especiales se provocan las detonaciones. Las balas disparadas rompen la tubería de revestimiento y penetran en el horizonte petrolífero, abriendo canales por los cuales fluirá el petróleo y el gas hacia el interior del pozo. Este previamente debe llenarse con agua, petróleo o barro de perforación.

Efectuada la operación anterior, se introduce en el pozo la tubería de producción y se procede a limpiarlo y a estimular la afluencia del petróleo a la tubería, operación a la cual se le da el nombre de "operación de achique". La tubería tiene adaptado en su extremo inferior un tubo colador que impide el paso de arena de la formación a su interior.



FLUJO NATURAL

Una vez completado el pozo, generalmente la cabria es retirada, colocándose en la parte superior de la tubería de producción, a ras del suelo, un conjunto de válvulas o conexiones llamado Cabezales de Pozo o "Arbol de Navidad", cuya función principal es la de regular la salida de los flúidos y encauzarlos por tuberías hacia las estaciones de recolección.

TIPOS DE PRODUCCION

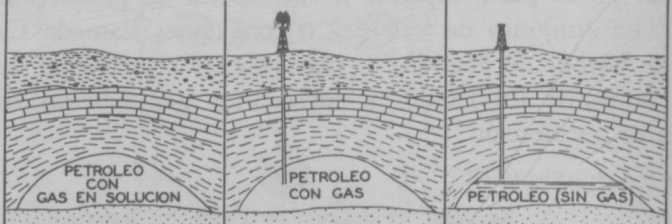
A) Flujo natural

Un pozo perforado hasta una formación productiva, constituye una puerta de escape para el petróleo y el gas que se hallan confinados en el yacimiento. En la mayoría de los casos, la presión de la formación y la del gas que se encuentra asociado al petróleo son suficientes para elevar el líquido hasta la superficie, en cuyo caso se dice que el pozo produce por flujo natural. La diferencia de presión entre los yacimientos y los sitios de captación es lo que determina la salida del petróleo. Examinemos algunos casos de flujo natural:

Impulsión por gas disuelto.—En este caso el gas se encuentra disuelto en el petróleo; éste es expulsado de los poros de las rocas por la fuerza del gas que sale de la solución, y es empujado hacia el pozo por causa de la diferencia de presión que se establece entre el yacimiento y el sitio de captación. Mediante este sistema de producción puede extraerse de un 10 a un 30 por ciento del crudo contenido en el yacimiento.

Impulsión por Cresta de Gas.—Esta se manifiesta cuando se acumula una capa de gas sobre el petróleo, además del que se encuentra disuelto en él. Si en un sifón de soda el líquido es sometido a la presión de una capa de gas comprimido, al abrirse la válvula se produce una expansión del gas que empuja al líquido hacia abajo y lo obliga a salir; igual ocurre cuando la capa de hidrocarburos volátiles impulsa al petróleo hasta la superficie una vez perforado el pozo. En yacimientos de este tipo puede recuperarse de un 20 a un 60 por ciento del petróleo, dependiendo del tamaño de la cresta gasífera.

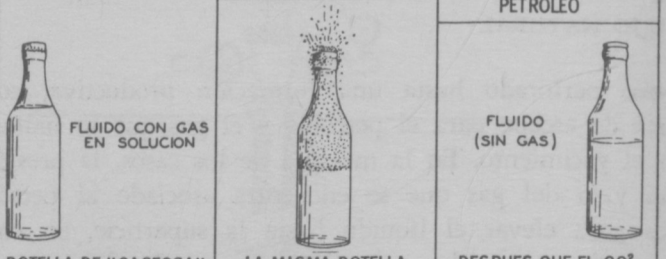
YACIMIENTO CON GAS DISUELTO



UN YACIMIENTO VIRGEN CON GAS EN SOLUCION.

EL MISMO DESPUES DE PERFORADO EL PRIMER POZO

DESPUES QUE EL GAS ESCAPO POR EL POZO ARRASTRANDO CONSIGO PETROLEO

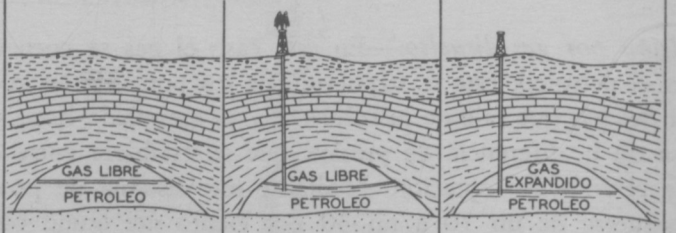


BOTELLA DE "GASEOSA" CERRADA

LA MISMA BOTELLA ABIERTA

DESPUES QUE EL CO^2 HA ESCAPADO

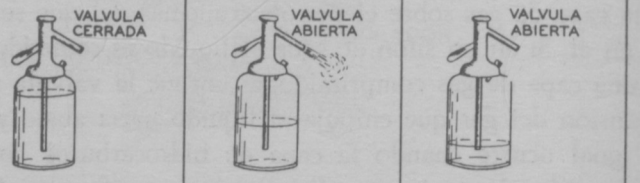
YACIMIENTO CON CAPA DE GAS



UN YACIMIENTO VIRGEN CON CAPA DE GAS LIBRE

EL MISMO DESPUES DE PERFORADO EL PRIMER POZO

LA CAPA DE GAS DESPUES DE EXPANDIDA

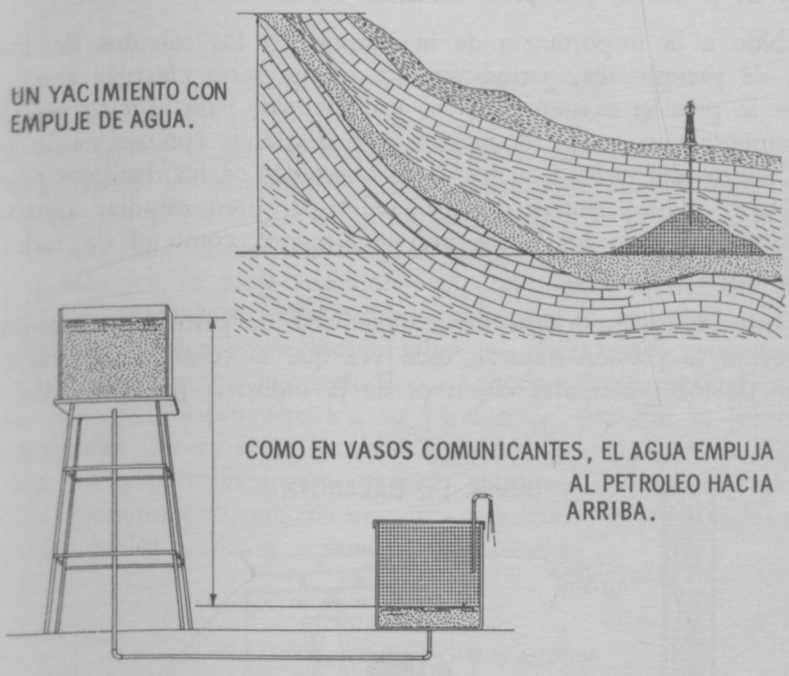


UN RECIPIENTE LLENO DE AGUA Y AIRE COMPRIMIDO

EL RECIPIENTE DESPUES DE ABIERTA LA VALVULA

EL AIRE DESPUES DE EXPANDIDO DEJA AGUA EN EL RECIPIENTE

Impulsión hidrostática.—En este caso, la mesa de agua que yace debajo de la arena petrolífera, ejerce una presión hidrostática suficiente para lograr el ascenso del petróleo; el caso es similar al del recipiente lleno de crudo al que una columna de agua proveniente de una altura superior lo empuja hacia arriba. En este tipo de yacimientos la proporción de petróleo extraíble varía entre 30 y 80 por ciento del petróleo original.



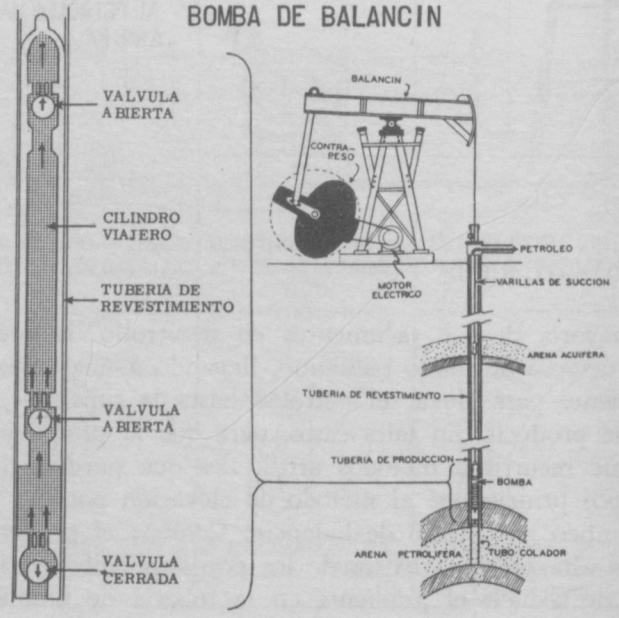
B) Flujo artificial

En la mayoría de los yacimientos en desarrollo, la presión del yacimiento decrece de modo paulatino, llegando a una etapa en que no es suficiente para elevar el petróleo hasta la superficie, dejando los pozos de producir. En tales casos, para que la producción continúe, hay que recurrir a métodos artificiales que pueden clasificarse en dos grupos principales: el método de elevación por gas y el método de bombeo por medio de balancín. Consiste el primero en inyectar gas a alta presión, dentro de los pozos, por el espacio anular con el fin de reducir el gradiente en la tubería de producción, lo

suficiente para arrojar los fluidos a la superficie. El gas, al salir por la tubería de producción, arrastra consigo al petróleo. En el segundo método, el petróleo se extrae mediante una bomba de balancín. Consiste en una bomba recíproca de fondo colocada en el extremo inferior de la tubería de producción, y de una unidad en la superficie que acciona la bomba a través de una sarta de cabillas de acero. Este sistema es el más antiguo; comúnmente es muy utilizado debido a que se adapta fácilmente tanto a pequeños como a grandes volúmenes de petróleo, y a profundidades variables.

Debido a la importancia de la presión en los cálculos de ingeniería de yacimientos, periódicamente es necesario efectuar mediciones de la presión existente en los yacimientos; para ello se usa frecuentemente una sonda de presión que desciende con un cable metálico dentro del pozo. Con los datos obtenidos en los distintos pozos, se dibujan planos isobáricos, los cuales permiten estudiar tanto el comportamiento de los pozos individualmente, como el de todo el yacimiento en general.

Es tarea muy importante de la ingeniería de petróleo mantener y aprovechar la presión natural, toda vez que la conservación de ella es uno de los principales objetivos de la industria petrolera. En los



comienzos de ésta, los operadores perforaban un mayor número de pozos con el fin de obtener la mayor cantidad posible de petróleo en poco tiempo, con lo cual agotaban muy pronto la presión del agua y la del gas. Actualmente se sabe que, no sólo es más económico, sino también más eficiente el sistema de perforar un menor número de pozos. En los campos de hoy, los pozos se perforan a 20, 40, 80 y más metros de separación uno de otro. Así, la producción se efectúa a una rata que a la larga da el máximo rendimiento, sin que ocurra desperdicio alguno.

Estaciones de recolección

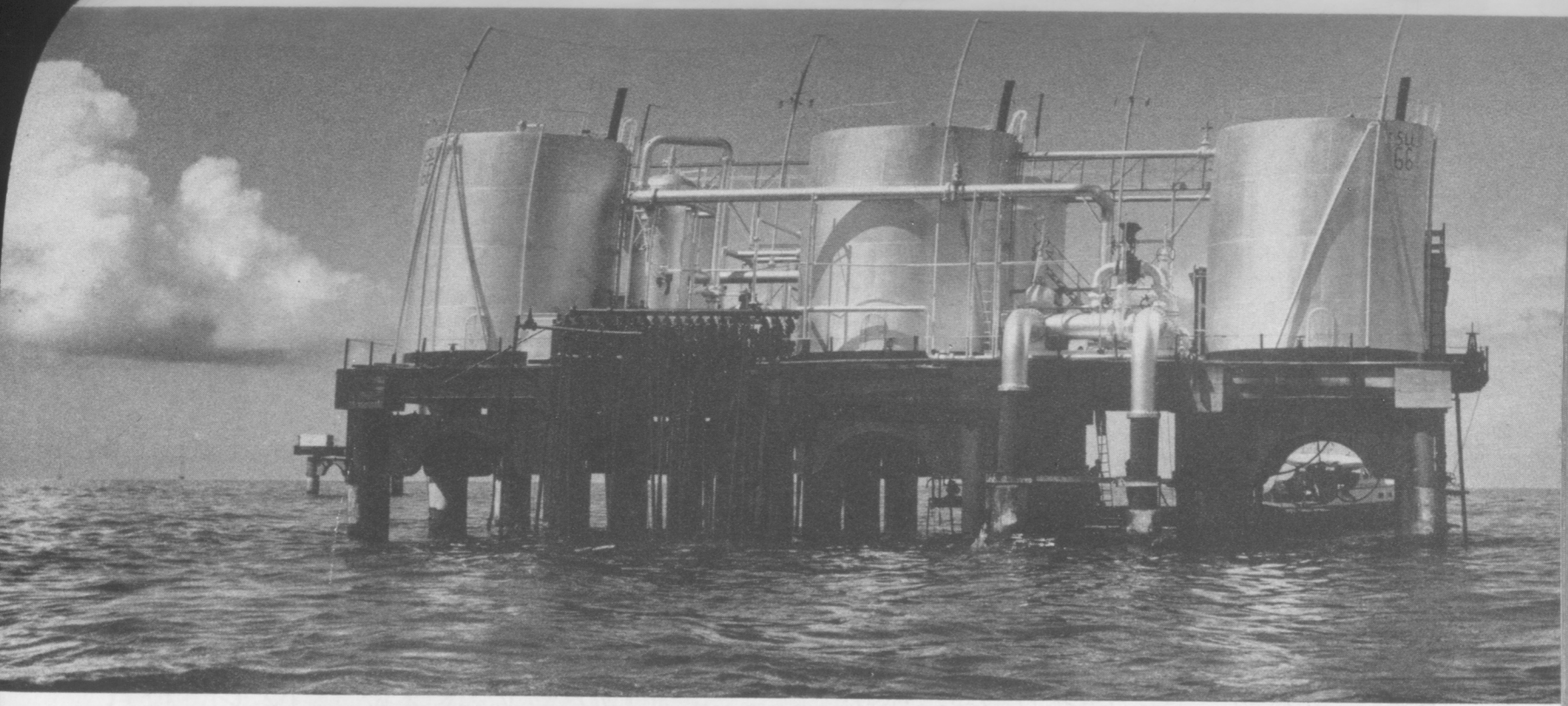
El petróleo y el gas, al salir del cabezal del pozo, continúan por tuberías hasta las estaciones de recolección, que pueden estar ubicadas tanto en tierra como en el agua. En ellas se separa por gravedad el gas del petróleo en tanques alargados llamados separadores; el gas sale por la parte superior y el crudo por la inferior. En las estaciones, además, se determina el volumen de petróleo y de gas producidos por los pozos individualmente. Estas mediciones revisten especial importancia por cuanto dan a conocer el comportamiento del pozo, sus condiciones actuales, su producción por día y, junto con las presiones del subsuelo, forman el cuerpo principal de la historia de los pozos petroleros; esta historia es necesaria para efectuar los reacondicionamientos que comúnmente requieren los pozos, tales como limpieza de las arenas y reparaciones generales.

Planta de estabilización

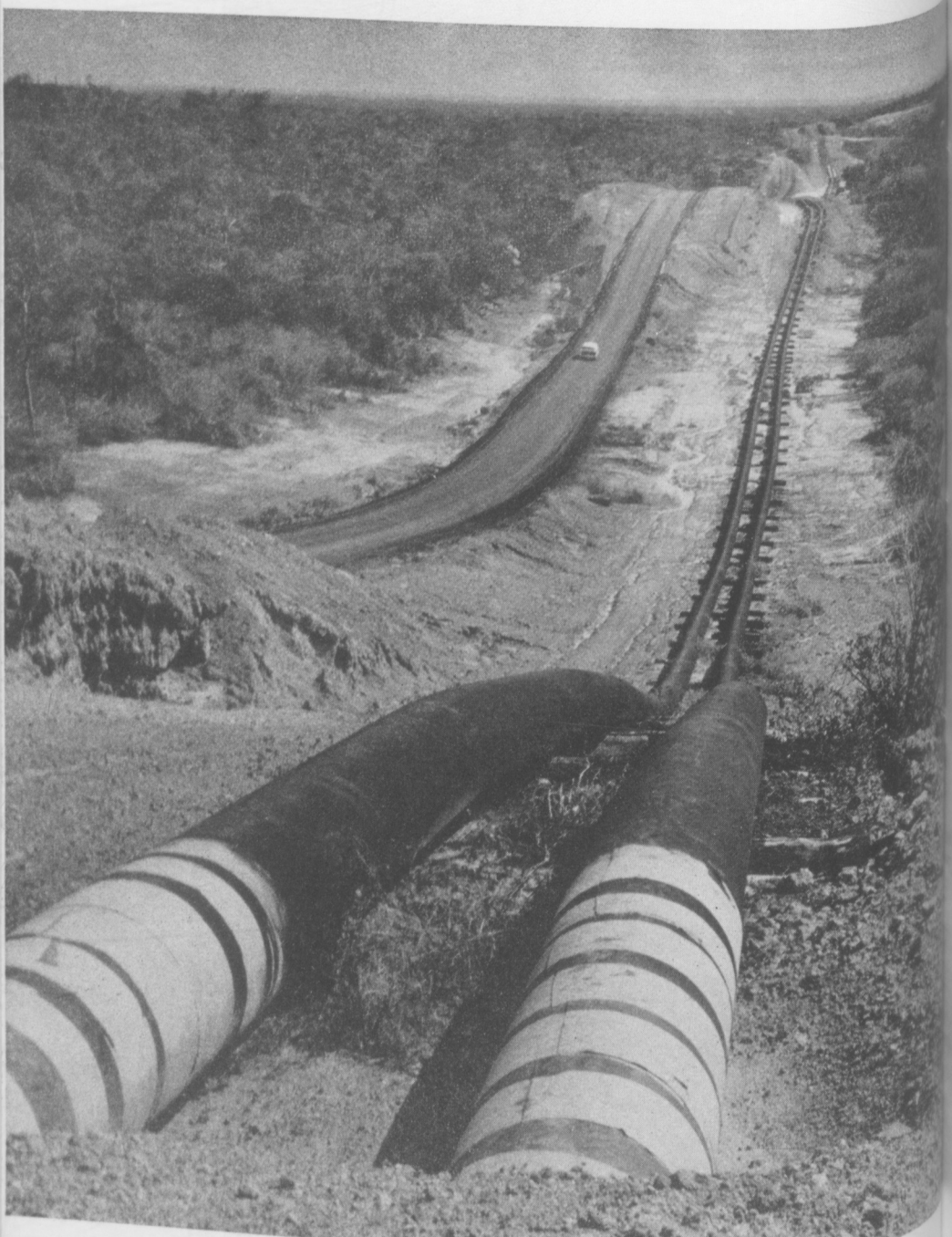
Parte del gas se envía a plantas compresoras para su utilización posterior, inyectándolo a los yacimientos, parte se utiliza como combustible, en la propia industria petrolera, o bien, en ciertas plantas de energía eléctrica o es enviado a las plantas de estabilización para extraerle las fracciones de gasolina que pudiera contener, las cuales se mezclan al crudo para mejorar su calidad. También el gas se utiliza como combustible doméstico. Para conocer mejor la utilización del gas puede leerse el Capítulo VIII.

De los separadores, el petróleo pasa a tanques de almacenamiento de capacidad variable. En éstos se mide, se le toma la temperatura y además muestras para averiguar la cantidad de agua y de sedi-

POZO DE INYECCION
BOMBA
BOMBA
TOMA DE AGUA
TORRE DESAEREADORA
POZO PRODUCTOR
ESTACION DE FLUJO
PLANTA DE CONSERVACION
PLANTA DE INYECCION
POZO DE INYECCION
AGUA
PETROLEO
GAS
SISTEMA DE INYECCION DE AGUA



En la gráfica, una de las 113 estaciones de flujo operadas por la Creole en el Lago de Maracaibo.



El oleoducto Ulé-Amuay puede conducir 620.000 barriles diarios por su doble tendido de tuberías.

mentos que contiene, y para calcular su densidad. Estas operaciones las realizan conjuntamente empleados de las compañías y aforadores del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

El petróleo crudo contiene impurezas tales como agua, sal, sedimentos, etc., las cuales deben eliminarse para mejorar las condiciones del producto y poder venderlo. En los campos hay plantas que sirven para extraerle al crudo algunas de las impurezas que posee. Las hay de deshidratación. Otras combinan la deshidratación y la desalazón. Plantas más complejas y costosas realizan las operaciones de deshidratación-desalazón, estabilización, absorción y compresión del gas para inyección. Cuando se han producido emulsiones se las destruye por electrólisis o por la adición de ciertas substancias químicas, como el tretolite.

TRANSPORTE

Oleoducto

Una vez depurado y estabilizado el crudo se transporta a los puertos de embarque o a las refinerías. Los medios de transporte más importantes son los oleoductos y los buques tanques. Los oleoductos constituyen el medio más eficaz de transporte terrestre del petróleo y sus derivados. Estos son largas tuberías por cuyo interior corre el petróleo impulsado por poderosas bombas instaladas en las estaciones de bombeo. Las bombas son accionadas por gas, motores diesel o por electricidad. Para facilitar las comunicaciones entre las diversas estaciones de bombeo y controlar de modo eficaz los despachos que se hacen por los oleoductos, se instalan en dichas estaciones servicios de radio, telégrafo, teletipo, etc. En Venezuela existen cerca de 3.000 kms. de oleoductos. Los principales son: el de Ulé-Amuay, que tiene una longitud de 229,4 kms., con doble línea de tuberías, diámetro comprendido entre 60 y 66 cms., tramos submarinos y capacidad para 525.000 barriles diarios; el que va desde Palmarejo de Mara hasta Punta Cardón, cuya longitud es de 262 kms. y su capacidad de 330.000 barriles por día; el de Guasimito-Pamatacual, con 252,4 kms. de largo y capacidad para 60.000 barriles diarios.

Tanques de almacenamiento

A través de los oleoductos y de los buques tanques, de pequeño calado, el petróleo es llevado a las estaciones de depósito o patios de tanques. Allí es almacenado en tanques cuya capacidad varía entre los 55.000 y 268.000 barriles. El diseño y las normas de mantenimiento de las instalaciones destinadas al almacenamiento deben adecuarse a la máxima seguridad contra incendios y explosiones, y para reducir al mínimo las mermas ocasionadas por evaporación y escape.

El transporte del gas se hace por gasoductos. El gasoducto más importante de Venezuela, arranca cerca del pozo de El Placer, en el Estado Guárico, al llegar a la población de Charallave se divide en dos trámos: uno que va a Caracas y el Litoral, y el otro a Maracay y Valencia. La longitud total de este gasoducto es de 312 kms.

Buques tanques

Los buques tanques representan un medio de transporte fundamental para largos recorridos. En nuestro país, los buques tanques son ampliamente utilizados. Los hay de diferentes tipos y capacidades, que varían de 1.200 a 106.000 toneladas. En los puertos de embarque: Amuay, La Salina, Puerto La Cruz, Puerto Miranda, Caripito, Las Piedras, etc., son cargados por modernos sistemas y transportan los petróleos crudos y los productos derivados hasta alrededor de unos 70 países consumidores.

CAPITULO VI

HISTORIA DE LA PRODUCCION DE PETROLEO EN VENEZUELA

Producción por compañía, gravedad y cuenca. Reservas.

INICIACION DE LA INDUSTRIA

Los primeros datos de que disponemos sobre la existencia de petróleo en Venezuela se refieren a los descubrimientos realizados por los conquistadores españoles, quienes observaron las filtraciones de asfalto, o *menes* de la costa del Lago de Maracaibo. En aquellos primeros tiempos, el asfalto recogido de las filtraciones encontró una inmediata aplicación práctica en el calafateo de los barcos. En el siglo XVII, cuando los bucaneros asolaban el Caribe, muchos piratas ingleses y franceses entraron en el Lago de Maracaibo, a veces recurriendo a la fuerza, para obtener asfalto con que calafatear sus embarcaciones.

Venezuela tiene la distinción de haber realizado la primera exportación de petróleo que se conozca. El 30 de abril de 1539, Francisco de Castellanos, tesorero de Nueva Cádiz, envió un barril de petróleo al Rey de España, como muestra, con la promesa de enviar más en el futuro.

Desde el punto de vista comercial, la primera explotación petrolera fue iniciada por una pequeña empresa local en el Estado Táchira.

El señor Manuel Antonio Pulido Pulido creó la Compañía Petrolí del Táchira, para la que obtuvo el 3 de septiembre de 1878 lo derechos exclusivos de explotación de una parcela de 100 hectá reas, situada a unos 25 kilómetros de San Cristóbal, en el Distrit Rubio del entonces Gran Estado de los Andes. El petróleo crudo s obtenía de filtraciones y de algunos pozos excavados a mano. Se l extraía mediante una rudimentaria bomba de mano y se refinaba e un pequeño alambique, con capacidad para unos 15 barriles diario (2½ metros cúbicos), destinándose el kerosén obtenido al consum local.

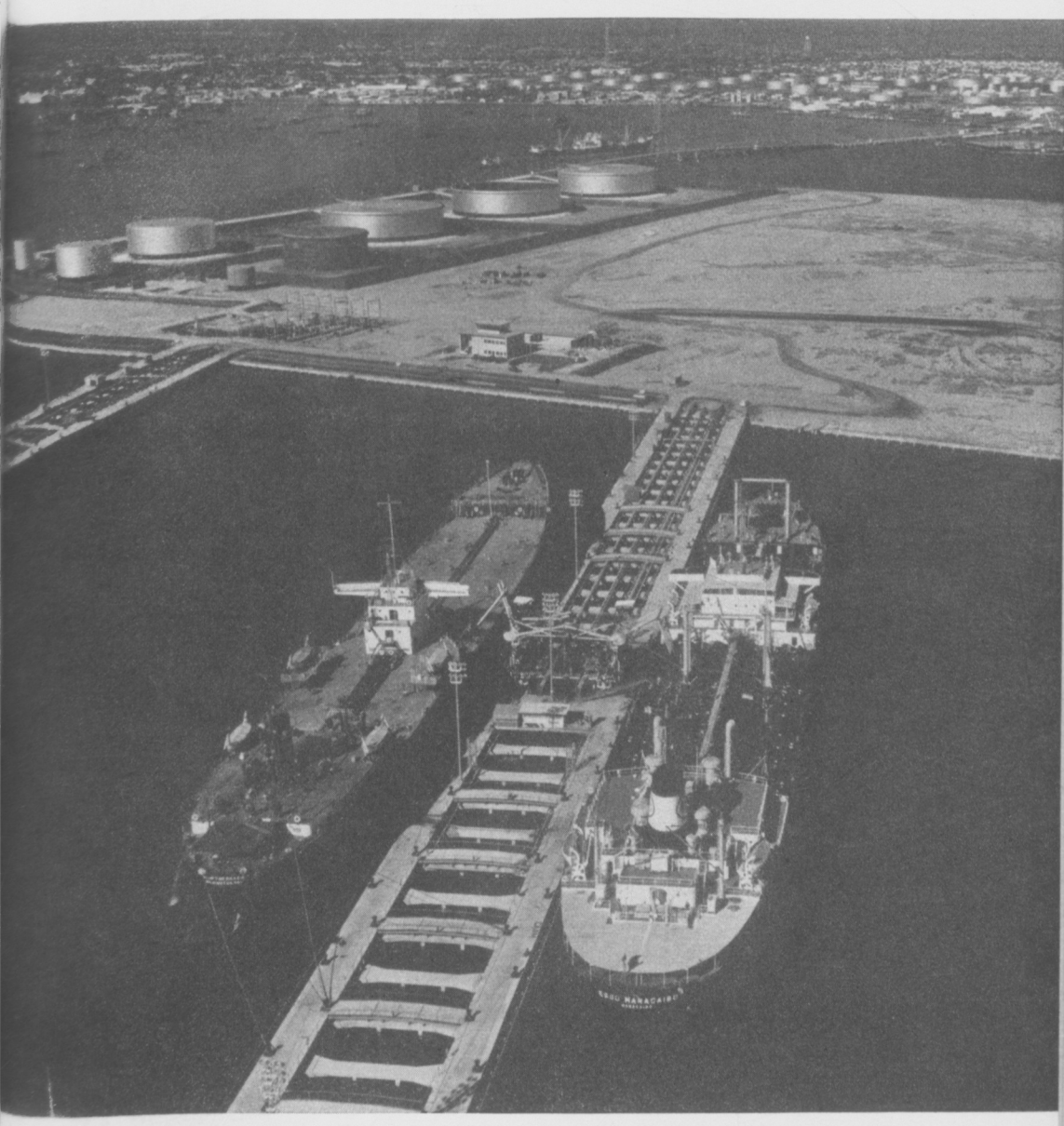
En 1880 una cabria para perforación de pozos fue importada de lo Estados Unidos la cual tuvo que ser transportada pieza por pieza y a lomo de mula y buey desde el Lago hasta los Andes. La cabria fue abandonada una vez que el taladro llegó a roca firme. Esta pequeña y primitiva industria duró hasta el 8 de abril de 1934, fecha en que expiraron los derechos de explotación.

En 1884, José Andrade y Sixto Sánchez lograron concesiones para explotar petróleo y otros minerales en los Estados Zulia y Guárico, respectivamente. Al año siguiente, Cristófor Dacovich obtuvo una concesión similar para explotar yacimientos en los Andes y el Estado Falcón. Todas estas concesiones fueron hechas principalmente para la extracción de asfalto, y ninguna de ellas llegó a la etapa de producción.

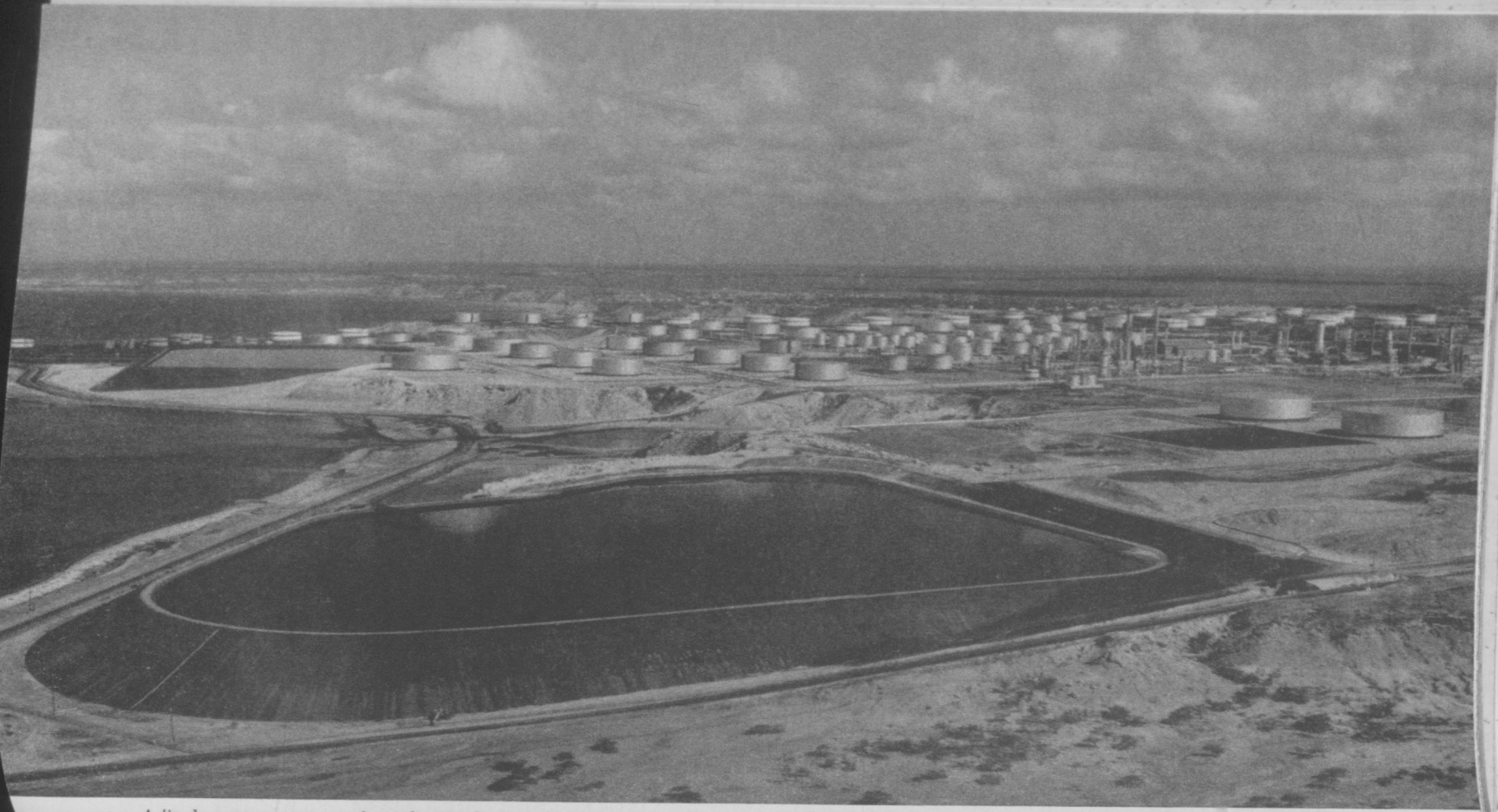
CAMPOS PETROLEROS

Campos en el Este del Lago

Los primeros progresos de verdadera importancia en la industria petrolera venezolana se efectuaron en la región del Lago de Maracaibo. La Caribbean Petroleum Company seleccionó en la concesión Valladares unos cuantos denuncios de explotación aislados, siendo el más notable uno situado en el Distrito Baralt (antes Sucre), Estado Zulia. Fue aquí, en las inmediaciones de San Lorenzo, donde se descubrió el campo petrolero de Mene Grande. El pozo del descubrimiento, Zumaque Nº 1, se terminó como productor comercial el 18 de abril de 1914. En la actualidad, la producción anual de este campo es aproximadamente de 10 millones de barriles. Para 1964, el campo de Mene Grande había producido un total de 531.407.718 barriles



El Terminal Lacustre en La Salina puede recibir y abastecer hasta cuatro tanqueros de gran calado.



A fin de mantener constante la producción de combustible pesado, a pesar de las fluctuaciones estacionales de la demanda, la Creole ha construido en la refinería de Amuay dos embalses descubiertos capaces de almacenar unos 20 millones de barriles. En la gráfica aparece el distinguido con el Nº 1, cuya capacidad es de unos 11 millones de barriles.

de petróleo. En 1917, la Caribbean instaló una refinería en la cercana localidad de San Lorenzo, cuya capacidad actual es de unos 35.000 barriles diarios. En 1922 tuvo lugar un acontecimiento trascendental en la historia de nuestra industria petrolera. La Venezuelan Oil Concessions había empezado a perforar en 1915 el pozo Santa Bárbara Nº 1, que dio lugar al descubrimiento del campo La Rosa; dicho pozo quedó terminado como productor de menor rendimiento en 1917. Este descubrimiento sirvió de acicate para que la Venezuelan Oil Concessions continuara desarrollando el campo. Cinco años más tarde, el 14 de diciembre de 1922, el pozo Los Barrosos Nº 2 (que hoy se llama R-2) reventó y se convirtió en un surtidor que produjo unos 100.000 barriles diarios durante nueve días. Por último, transcurrido este lapso, las arenas subterráneas taponaron el orificio.

Este acontecimiento marcó el principio de una era de febril actividad petrolera en toda Venezuela, y especialmente en la zona del Lago de Maracaibo. A fines de 1929 —siete años después— 73 compañías buscaban aisladamente petróleo. Sólo tuvieron verdadero éxito, sin embargo, las que forman hoy el Grupo Shell, las que constituyen la Creole Petroleum Corporation, y la Venezuelan Gulf Oil Company. La producción anual de crudo aumentó de 2 millones de barriles en 1922 a 137 millones en 1929, procediendo la casi totalidad de esta cifra de la zona del Lago de Maracaibo.

La Venezuelan Gulf Oil Company y la Lago Petroleum Corporation (esta última combinada en 1943 con la Standard Oil Company of Venezuela para formar la Creole) se establecieron en el país en 1923. La Venezuelan Oil Concessions ya tenía los títulos de todas las tierras del Distrito Bolívar, Estado Zulia. La Venezuelan Gulf adquirió concesiones entonces en la llamada *faja del kilómetro,* o sea las aguas poco profundas del Lago de Maracaibo paralelas a la costa. En enero, 1926, esta compañía descubrió en esa faja, con el pozo Rodríguez Nº 2, el campo Ambrosio, el cual es una prolongación hacia el norte del campo La Rosa. El 11 de marzo del mismo año, el pozo Lago Nº 1 de la Venezuelan Gulf llegó a una profundidad de 1.065 metros, y dio una producción inicial de 3.700 barriles diarios; sirvió para descubrir el rico campo de Lagunillas ubicado a unos 45 kilómetros al sur de La Rosa.

La Lago Petroleum Corporation fue establecida oficialmente en Venezuela el 19 de junio de 1923, y adquirió las únicas concesiones que no habían sido reclamadas en el Distrito Bolívar, o sea las si-

tuadas en las aguas más profundas del Lago de Maracaibo. La primera producción de petróleo crudo de esta compañía comenzó en 1924 en el campo La Rosa. La Lago continuó perforando activamente en Ambrosio en 1925, pero fue al año siguiente cuando comenzaron a producir unos cuantos pozos comerciales. En abril de 1926, la Lago compró el activo de la British Equatorial Oil Company, obteniendo así el título de los arrendamientos del campo La Rosa, que se estaba explotando desde 1923.

Como todas las operaciones de la Lago Petroleum Corporation en el Distrito Bolívar estaban situadas en el Lago, a medida que progresaron las operaciones de desarrollo fue necesario perforar pozos situados cada vez más alejados de la costa. La técnica de la perforación en superficies cubiertas por aguas estaba limitada para entonces a zonas de relativa poca profundidad. Hasta 1928, las compañías habían venido utilizando bases de madera sobre pilotes verticales de madera para sostener las torres, las calderas y tanques de almacenar el barro de perforación. Debido a las mayores profundidades del agua en los nuevos sitios de perforación, los ingenieros de la Lago (hoy Creole) idearon nuevos procedimientos y comenzaron a utilizar por primera vez en Venezuela bases y pilotes de concreto. Estos primeros pilotes eran hechos al comienzo por contratistas en una planta instalada en Lagunillas en 1933. Un año más tarde, es decir en 1934, esta compañía estableció en La Salina (Cabimas) una planta completa para construir pilotes monolíticos de concreto y acero hasta de 42 metros de longitud y con pesos de hasta 45 toneladas métricas. Estas operaciones requirieron la instalación de una planta moderna para mezclar cemento y una inmensa grúa móvil capaz de levantar y manejar los pesados pilotes. Después se ideó la técnica de los pilotes tipo cajón (*caisson*). Estos pilotes de concreto y de forma cilíndrica como un tubo, fueron construidos con longitud de hasta 55,5 metros y 72 toneladas métricas de peso. El último de este tipo de pilotes fue colocado en 1953. Para entonces, la Creole contaba en La Salina con dos plantas para la construcción de pilotes. Después se utilizaron pilotes de gran tamaño hasta de 61 metros de longitud y 200 toneladas métricas de peso, sólidos y de concreto y acero. Este tipo es usado actualmente con bastante éxito, no solamente para los pozos sino también para las bases de las plantas de conservación.

El 29 de octubre de 1926, le tocó a la Lago recoger los primeros frutos de sus esfuerzos y exploraciones en sus parcelas sub-lacustres del campo de Lagunillas, consiguiendo una producción diaria de 3.800

barriles (605 metros cúbicos) con el pozo LL-2, de 1.075 metros de profundidad.

Lagunillas se convirtió rápidamente en el principal y más grande campo productor de toda Venezuela, y continuó conservando este puesto por muchos años.

La producción total en 1964 de las tres compañías que operan allí (la Creole, la Shell y la Mene Grande), montó a 343.549.511 barriles.

El 9 de marzo de 1928, la Lago Petroleum Corporation descubrió el campo de Tía Juana, situado cerca de Lagunillas, con el pozo Tía Juana N° 1, que empezó a producir 1.200 barriles diarios. Tía Juana pasó a ser por varios años el segundo de los campos del Lago de Maracaibo, inmediatamente después de Lagunillas, lugar que más tarde cedió al campo de Bachaquero.

La producción total de Tía Juana en 1964 fue de 87.338.552 barriles.

En 1937 la Venezuelan Oil Concessions empezó activas perforaciones de desarrollo en el importante campo de Bachaquero, a unos 25 kilómetros al sur de Lagunillas. Fue descubierto en 1930 por la Venezuelan Gulf Oil Company, y con posterioridad la Lago perforó pozos lacustres en la misma zona. La producción de Bachaquero en 1964 fue de 235.282.800 barriles.

Campos en el Oeste del Lago

Hasta ahora sólo nos hemos referido a las actividades en la ribera oriental del Lago. En la otra banda, en la orilla occidental también se hicieron importantes exploraciones y explotaciones petroleras.

Desde 1913 en adelante. la Colon Development Company, filial de la Shell, tuvo a sus geólogos e ingenieros explorando y estudiando la vasta zona abarcada en la concesión Vigas, que se extendía desde la extremidad meridional del Lago de Maracaibo hacia el oeste, hasta la frontera colombiana. Las dificultades encontradas en el desarrollo de su labor fueron ingentes. Al principio, todos los materiales y equipos tenían que ser transportados desde la desembocadura del río Catatumbo, corriente arriba, en bongos hasta los campos, viaje que requería 15 días. Estos campamentos fueron bautizados con los nombres de Río de Oro y Tarra, por los cursos de agua en cuyas inmediacio-

nes se establecieron, y en los cuales se perforaron los primeros pozos exploratorios. Los terrenos pantanosos y la densa selva que había que cruzar para transportar las pesadas cargas, dieron lugar a penalidades innumerables.

Los trabajos también estaban dificultados por la hostilidad de los indios motilones, aborígenes de la región. Sus flechas resultaron fatales para algunos trabajadores petroleros, y fue necesario despejar una gran zona alrededor de los campamentos, y establecer una vigilancia especial de día y de noche.

Afortunadamente, a medida que transcurrían los años y se invertían muchos millones de bolívares, la Colon Development Company consiguió perforar pozos productores comerciales. El primero que tuvo éxito en el campo de Río de Oro se terminó en septiembre de 1915, pero el campo fue clausurado con posterioridad. El pozo de descubrimiento en el campo de Tarra, Toldo Nº 1, empezó a producir en 1916. Los principales campos que existen en la actualidad en el Distrito Colón son el de Tarra (Las Cruces) y los inmediatos a Los Manueles, Tarra Occidental y Rosario.

Una vez terminados los primeros productores comerciales, la Colon Development Company hubo de afrontar el problema de transportar el petróleo hasta el Lago de Maracaibo, y de allí a las refinerías o instalaciones de almacenamiento en tanqueros lacustres. Para ello fue necesario construir un oleoducto por terrenos abruptos e irregulares, atravesando densos bosques, pantanos y anchos ríos. Este oleoducto tiene 141 kilómetros de largo y fue terminado en 1930, siendo en aquella fecha el más largo de Venezuela. Su terminal se encuentra en La Solita, donde desemboca el río Escalante en el Lago de Maracaibo.

Los campos de La Paz y Concepción fueron descubiertos por otra filial de la Shell, la Venezuela Oil Concessions, durante la década de 1920, y fueron los dos campos productores más próximos a Maracaibo. La existencia de importantes filtraciones de petróleo en La Paz (donde hay un lago de brea de 10 hectáreas de extensión) hizo que la compañía buscase primero el mineral en aquellas inmediaciones. Después de minuciosos trabajos de exploración, se perforó y empezó a producir el pozo Las Flores Nº 1 (hoy La Paz Nº 1) durante el mes de diciembre de 1922. El pozo de descubrimiento del campo La Concepción, que está situado entre el campo La Paz y Maracaibo, a sólo unos 25 kilómetros al suroeste de la ciudad, se terminó a fines de 1924.

Todos estos primeros pozos proceden de arenas relativamente poco rofundas del *eoceno*. El petróleo producido en ambos campos es ansportado por el oleoducto a Punta Piedras, localidad situada a ete kilómetros al sur de Maracaibo.

La Standard Oil Company of Venezuela, subsidiaria de la Standard il Company (N. J.), se estableció en Venezuela hacia fines de 921 e inmediatamente emprendió activos trabajos exploratorios en cuenca del Lago de Maracaibo y en el oriente del país. En el Dis- rito Perijá, Estado Zulia, la compañía empezó a perforar el pozo ebi Nº 1 el 6 de marzo de 1925. Este pozo se ha convertido en el jemplo clásico del costoso fracaso de un taladro exploratorio. Debido su emplazamiento geográfico, hubo que vencer abrumadoras difi- ultades para transportar los materiales. Los motilones efectuaron in- ursión tras incursión, matando a varios de los obreros y técnicos. Por ltimo, una vez que se terminó la perforación a una profundidad de .037 metros el 11 de septiembre de 1926, resultó ser un pozo seco y ubo de abandonarse. Una inversión de 5.240.000 bolívares se pasó la contabilidad como una pérdida total.

En 1929, la Richmond Exploration Company, subsidiaria de la tandard Oil Company of California, que había estado operando en enezuela desde 1925, empezó a perforar el pozo Neopod Nº 1 en el istrito Perijá, como contratista de perforación para la California etroleum Exploration Company. La perforación se llevó en 1930 asta una profundidad de 2.287 metros, pero resultó seca. En el mismo ño, la Richmond terminó el pozo Larrain Nº 1 en el Distrito Urda- eta, Estado Zulia, a una profundidad de 2.116 metros, pero también ue una perforación seca.

La Pantepec Oil Company of Venezuela, que empezó sus opera- iones en el país en 1925, obtuvo concesiones apreciables en los Estados Zulia, Falcón, Trujillo, Guárico y Monagas, y también inició sus primeros trabajos para encontrar petróleo en el occidente del Zulia. Sin embargo, la Pantepec nunca ha sido una compañía activa, sino que más bien ha procurado el desarrollo de sus pertenencias mediante acuerdos con otras compañías establecidas en el país. La Union National Petroleum Company, subsidiaria de la Union Oil Company of California, y formada para desarrollar unas 256.000 hectáreas de las concesiones de la Pantepec, terminó cuatro pozos exploratorios en el Estado Zulia durante los años 1928-1930, todos los cuales resultaron improductivos.

Otra tentativa digna de mención, aunque tampoco tuvo éxito, fue la perforación del pozo Covir Nº 1 por la Venezuelan Gulf Oil Company en el Distrito Perijá. Los trabajos empezaron el 17 de agosto de 1929, y después de llegar a los 2.537 metros el 11 de mayo del año siguiente, se tuvieron que abandonar como un pozo seco. La profundidad de este pozo, que en aquella época fue el más profundo que se perforó en la América del Sur, da una clara idea de las pérdidas considerables que producen tales operaciones.

En octubre de 1929, la Orinoco Oil Company, subsidiaria de la Pure Oil Company, terminó el pozo Netick Nº 1 en el Distrito Mara, Estado Zulia, como un productor comercial de poca importancia, a una profundidad de 1.689 metros. Esta compañía había estado operando en Venezuela desde 1923. En 1932 terminó su segundo productor comercial en Netick.

Campos del Estado Falcón

En los primeros tiempos, la búsqueda de petróleo se realizó con igual intensidad en el Estado Falcón que en el Zulia, si bien con menos éxito. La British Controlled Oilfields, organizada en 1918 de acuerdo con las leyes canadienses, inició el desarrollo de la gran concesión Planas o Buchivacoa. En 1919 construyó una carretera desde Altagracia, en la orilla oriental del Lago de Maracaibo, hacia el campo de El Mene, situado a unos 55 kilómetros al este, en la parte occidental de la concesión Buchivacoa. La compañía pudo terminar su primer pozo, el Mene Nº 1, en 1920.

Al este del Estado Falcón, los derechos de la concesión Jiménez Arraiz fueron traspasados en 1920 a la North Venezuelan Petroleum Company, una compañía británica. Las exploraciones geológicas que ya se estaban realizando se intensificaron y dieron lugar a la perforación de dos pozos no comerciales en Pozón. Después de nuevas perforaciones exploratorias en Acosta, se formó en 1928 una compañía pública por acciones, la Tocuyo Oilfields of Venezuela. Sin embargo, esta compañía fue liquidada en 1943, después de haberse perforado 82 pozos, en su mayoría poco profundos, que sólo rindieron 760.000 barriles de petróleo. El crudo era transportado por un pequeño oleoducto de unos 30 kilómetros, siguiendo el trazado de un ferrocarril de vías estrechas hasta Chichiriviche y cruzando el río Tocuyo por el mayor puente de acero de un solo arco que existía en Venezuela en aquella época. En 1945, después que la North Ve-

nezuelan había invertido más de 35 millones de bolívares en explorar la concesión Jiménez Arraiz, se concertó un contrato con la Creole Petroleum Corporation por el que esta última se comprometió a realizar la subsiguiente exploración y desarrollo en el campo Acosta.

En agosto de 1926, la Richmond Petroleum Company descubrió el campo de El Mamón, ubicado cerca del pueblo Urumaco, en el Distrito Democracia, Estado Falcón, a unos 20 kilómetros del Golfete de Coro. El campo se descubrió cuando el pozo El Mamón Nº 2 comenzó a producir en enero de 1928, a una profundidad de 1.049 metros, siendo su rendimiento inicial de 2.000 barriles diarios. La Richmond perforó un total de siete pozos en el sector de El Mamón, este campo tiene hoy una regulada producción.

El 14 de febrero de 1927, la Central Area Exploitation Company, filial de la British Controlled Oilfields, fue debidamente registrada en Venezuela. De la compañía matriz recibió concesiones que abarcaban unos 1.660 kilómetros cuadrados en la parte central de la concesión Buchivacoa. El campo Hombre Pintado, situado a unos 30 kilómetros al noreste de El Mene, se creó en 1927 como resultado de las operaciones de perforación de la Standard Oil Company of Venezuela. La Standard devolvió con posterioridad este campo a la gerencia de la British Controlled. Hasta 1954 se habían perforado en él un total de 57 pozos y la producción de ese año montó a 164.052 barriles.

El campo Las Palmas, emplazado a unos 30 kilómetros al noreste de Hombre Pintado, en la parte oriental de la concesión Buchivacoa, fue adquirido a la British Controlled Oilfields por la Standard Oil Company of Venezuela. El campo fue descubierto en 1928 y se perforó un total de 13 pozos, pero hoy día está inactivo.

En 1931, la Standard Oil Company of Venezuela descubrió el campo de Cumarebo, situado a sólo seis kilómetros del mar, en el Distrito Zamora, Estado Falcón. Este campo se encuentra en terrenos adquiridos de la North Venezuelan Petroleum Company, y en los cuales esta compañía tiene intereses en forma de regalía y participación en los trabajos. El Cumarebo Nº 1 empezó a producir en abril de 1931, a la escasa profundidad de 191 metros, con un rendimiento diario de unos 500 barriles. El petróleo de este campo era de excelente calidad y tenía una gravedad más alta que cualquiera de los otros encontrados hasta entonces en Venezuela. Durante el año de 1964 produjo 289.154 barriles de crudo.

Campos del Oriente de Venezuela

El desarrollo de la industria petrolera en el oriente de Venezuela empezó al iniciarse el presente siglo, cuando varios buscadores de petróleo fueron atraídos por la presencia de un gran lago de asfalto y por el descubrimiento de pequeñas filtraciones de aceite mineral en diversos puntos. En aquella época, una firma inglesa que operaba bajo el nombre de Val de Travers Company, estableció una pequeña refinería de asfalto y construyó un ferrocarril en Guanipa, Estado Monagas, a unos 22 kilómetros al oeste de Pedernales. En 1905, algunas empresas petroleras perforaron con equipos ligeros en las inmediaciones de Pedernales, pero los resultados obtenidos no fueron satisfactorios.

El gobierno venezolano dio una concesión en 1910 para la explotación de unas 4.450 hectáreas de terrenos petrolíferos en el Distrito Benítez, Estado Sucre. La New York & Bermúdez Company, subsidiaria de la General Asphalt Company of Philadelphia, se estableció allí para explotar el lago de asfalto mayor del mundo, el Lago Guanoco. En tan aislado lugar la compañía estableció una planta completa de asfalto, incluyendo grandes tanques de almacenamiento, viviendas adecuadas y un ferrocarril de 15 kilómetros de longitud desde el lago hasta un terminal en el río Guanoco, que desemboca en el río San Juan. La Bermúdez Company, otra subsidiaria de la General Asphalt, explotaba las concesiones petroleras. La producción de un petróleo pesado con base asfáltica se inició ya en setiembre de 1913, cuando se terminó el pozo Bababui Nº 1, a una profundidad de 187 metros. Así, pues, el campo Guanoco es anterior al Mene Grande y resulta el más antiguo campo productor de Venezuela. En esta concesión se perforó un total de 24 pozos, con una profundidad media de 366 metros, y el rendimiento de todo el campo fue de 1.858.000 barriles, aproximadamente. El asfalto continuó produciéndose y exportándose en gran escala hasta 1934. Desde ese año, debido a las ventajas en calidad y precio del asfalto procedente de la destilación, cesó prácticamente la exportación del asfalto natural venezolano, y el campo Guanoco se paralizó.

La British Controlled Oilfields amplió sus operaciones —por medio de sus filiales, la Tucupita Oilfields y la Pedernales Oilfields— para incluir el territorio del oriente de Venezuela. La primera filial perforó en busca de petróleo en Isla Redonda (Caño Macareo, del río Orinoco), en 1924, pero fue necesario abandonar el pozo a una profundidad de 491 metros, debido a dificultades mecánicas. A través

de su segunda filial se efectuaron importantes trabajos exploratorios en la zona del Delta Amacuro, donde, a su debido tiempo, fue necesario crear y aplicar una técnica especial, a causa de lo pantanoso del terreno. Sin embargo, las actividades de la British Controlled Oilfields en el oriente tuvieron poco éxito, y estas concesiones fueron traspasadas con posterioridad a la Standard Oil Company of Venezuela para su ulterior desarrollo. Estos fueron, en términos generales, los comienzos de la industria del petróleo en el oriente de Venezuela, que hoy se ha convertido en una considerable fuente de beneficios económicos para el país. Sólo después que la Standard Oil Company of Venezuela dedicó siete años a estudios e investigaciones, a la apertura de la selva virgen y al transporte de equipo pesado a lugares casi inaccesibles, descubrió el primer campo petrolero digno de mención en esa zona. Para entonces se habían invertido antes de producir un solo barril de petróleo comercial, casi 120 millones de bolívares en una aventura financiera que podía haber desembocado en un completo fracaso, pero que, por otro lado, acusaba buenas posibilidades basadas en los datos científicos obtenidos.

Así, las potencialidades petroleras del país se extendieron hacia el oriente en 1928, cuando la Standard Oil Company of Venezuela descubrió el rico campo de Quiriquire, situado a unos 27 kilómetros al sudoeste de Caripito (que en aquellos tiempos sólo era una aldehuela). El pozo Moneb Nº 1 (hoy denominado Quiriquire Nº 1), terminado el 1º de junio de 1928 a una profundidad de 682 metros en un emplazamiento que entonces era de acceso dificilísimo, dio una producción inicial de 500 barriles diarios. Y hubo de transcurrir un año más para que la compañía localizase cierto número de buenos productores comerciales y se hiciese evidente el valor real del descubrimiento.

La producción en 1964 de este campo fue de 12.408.121 barriles durante dicho año.

El petróleo de Quiriquire se enviaba por oleoducto a Caripito, donde la Standard Oil Company of Venezuela inauguró el 13 de octubre de 1931 una refinería que inició sus operaciones con una capacidad de 1.500 barriles. Desde entonces se han efectuado en ella importantes ampliaciones, que ha elevado su capacidad a 60.000 barriles diarios.

El crudo y los productos refinados se exportaban por tanqueros desde el terminal de Caripito, siguiendo el río San Juan. Faros y boyas luminosas se instalaron desde la barra de Maturín, en la des-

embocadura del San Juan, río arriba, con el objeto de que los tanqueros y otras embarcaciones pudiesen navegar de noche. Con posterioridad se dragó la barra, para que los tanqueros oceánicos pudiesen cargar el crudo directamente en Caripito.

En los años siguientes, otras empresas petroleras iniciaron también actividades en oriente, y las grandes inversiones realizadas empezaron a producir frutos. Un acontecimiento de importancia fue el descubrimiento del campo Oficina, ubicado a unos 160 kilómetros al sur de Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, como consecuencia de las operaciones que la Mene Grande Oil Company estaba realizando en esa parte del país. El pozo Oficina Nº 1 se terminó a una profundidad de 1.885 metros el 30 de mayo de 1937, con una producción inicial de 2.400 barriles diarios. Las primeras pruebas efectuadas en la localidad por la Mene Grande datan de fecha tan lejana como 1925. El Area Oficina produjo 184.707.958 barriles en 1964.

El 1º de diciembre de 1937, la Mene Grande terminó el pozo exploratorio Santa Ana Nº 1 como productor comercial, a una profundidad de 2.498 metros. Este pozo está ubicado a unos 16 kilómetros al oeste de San Joaquín y a 30 kilómetros al sudeste de Aragua de Barcelona, habiéndole costado a la Mene Grande 2.150.000 bolívares.

La Standard Oil Company of Venezuela, en sus continuos trabajos de exploración, inició la perforación del pozo El Roble Nº 1, a unos 30 kilómetros al este de Aragua de Barcelona, con fecha 12 de julio de 1937. Después de dos años de dura labor en este pozo exploratorio, la compañía encontró una rica formación petrolífera a una profundidad de 2.927 metros.

En octubre de 1938, al terminar el pozo Jusepín Nº 1, la Standard descubrió el nuevo e importante campo de Jusepín, situado al sudoeste de Quiriquire. Para transportar la producción de este campo hasta Caripito, la compañía construyó un oleoducto de 10 pulgadas (25 cms.) de diámetro y unos 75 kilómetros de longitud, que empezó a prestar servicio en 1939.

La Mene Grande y la Standard continuaron sus descubrimientos en el oriente. La Mene Grande descubrió el campo Leona, cerca de El Tigre, en 1938; los de Santa Rosa y Guara en 1941, y el de Quiamare en 1942. La Standard descubrió San Joaquín en 1939, Socorro en 1940 y Las Ollas en 1941. Todos estos campos se encuen-

tran en Anzoátegui, menos Las Ollas, que está ubicado en la parte oriental del Guárico.

La Mene Grande construyó un oleoducto de 160 kilómetros de longitud y 16 pulgadas (40 cms.) de diámetro desde sus campos de Oficina hasta Puerto La Cruz, donde la compañía habilitó un terminal de aguas profundas. La sede de sus operaciones en el oriente se estableció en el terminal de San Tomé, construido como una ciudad completa cerca del pueblo El Tigrito. El oleoducto en referencia se prolongó después otros 45 kilómetros con tubo de 12 pulgadas (30 cms.), tendido desde Leona hasta Oficina, así como con otros muchos ramales de menor longitud hasta otros campos, incluyendo los de la Creole en Anzoátegui.

En 1937, otra importante empresa petrolera internacional inició operaciones de envergadura en Venezuela cuando la International Petroleum Company, una empresa canadiense, compró la mitad de las acciones de la Mene Grande. Posteriormente, la International vendió la mitad de sus acciones al Grupo Shell, así que el control de la Mene Grande es hoy día tripartito. La International tiene además concesiones propias en otros lugares del país, que son explotadas por otras compañías a cambio de una participación en el petróleo producido.

Se entenderá que dentro de los límites de este bosquejo histórico no puede abarcarse de ningún modo todas las compañías que han realizado exploraciones en Venezuela. Muchas otras empresas fueron atraídas en los primeros tiempos, pero fracasaron en sus esfuerzos por encontrar el mineral.

PRODUCCION

1.2. *Producción por Gravedad*

La producción de petróleo de 1964, discriminada por gravedad, de acuerdo con la fórmula para fijar el valor mercantil de los crudos venezolanos con fines al pago del impuesto de explotación, fue como sigue:

PRODUCCION POR GRAVEDAD EN Mm^3

	1964	%	1963	%
Mayor de 24,9° API	131.491	66,6	131.851	70,0
De 24,9° a 14,0° API	41.288	20,9	35.098	18,6
Menor de 14,0° API	24.649	12,5	21.532	11,4
Total	197.428	100,0	188.482	100,0

La producción de petróleo más liviano fue ligeramente inferior a la de 1963, representando el 66,6 por ciento del total producido en lugar del 70,0 por ciento que correspondió al año anterior.

La producción de petróleo de gravedad media fue el 20,9 por ciento del volumen total, registrándose un aumento tanto en cifras absolutas (6.190.000 M^3) como en su participación porcentual.

La participación porcentual a la producción de los petróleos pesados fue de 12,5.

PRODUCCION POR GRAVEDAD Y POR COMPAÑIA EN 1964 EN Mm^3

	Mayor de 24,9° API	De 24,9° a 14,0° API	Menor de 14,0° API	Gravedad API Promedio
Creole	49.650	26.091	291	24,1
Shell	31.165	5.646	17.967	23,1
Mene Grande	14.139	7.044	2.241	27,5
Mobil	7.723	275	—	32,9
Ven Sun	12.275	—	—	31,3
Richmond	9	—	3.037	27,1
Texaco - Mcbo.* ..	4.118	—	—	33,0
Texas	3.582	775	—	28,3
Sinclair	3.109	—	—	29,2
Phillips	2.639	31	1.111	10,4
San Jacinto	973	—	—	24,1
Varco	304	755	—	27,1
Signal	844	—	—	36,4
Petmer	485	—	—	21,9
Caracas	38	265	—	30,3
Coro	34	382	—	30,4
Talon	24	20	—	24,4
CVP	373	—	—	29,4
Total	131.491	41.288	24.649	

* Superior en 1963.

1.3. *Producción por cuenca*

La producción de las diferentes cuencas sedimentarias para 1964, y su importancia relativa en la producción total de Venezuela se muestra en el siguiente cuadro:

PRODUCCION POR CUENCA
Mm^3

Cuenca	1964	%	1963	%
Maracaibo	152.134	77,0	141.108	74,9
Falcón	152	0,1	185	0,1
Apure	4.934	2,5	4.117	2,2
Oriental	40.208	20,4	43.071	22,8
Total	197.428	100,0	188.482	100,0

La cuenca de Maracaibo mantiene, como ya es tradicional, su importancia determinante en la producción petrolera del país, contribuyendo con el 77,0 por ciento del petróleo total producido durante el año de la cuenta.

El aumento de 817.000 metros cúbicos, mostrado para la Cuenca de Apure, se debe a la producción de la C. V. P., y aumentó su contribución al total en 0,1 por ciento.

La Cuenca Oriental disminuyó su participación a la producción del país en 2,4 por ciento, con una disminución neta de 2.863.000 metros cúbicos en comparación con 1963.

La importancia de las cuatro cuencas productoras de petróleo en el país está claramente definida y las pequeñas variaciones anuales en la contribución porcentual de cada una de ellas no alteran su posición relativa.

RESERVAS DE PETROLEO

Las reservas probadas del mundo han sido estimadas en 341.275 millones de barriles para el año de 1964, y se distribuyen así por países:

PRODUCCION Y RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO

1964

Países	Producción miles de b/d	Reservas probadas millones de barriles
Estados Unidos	7.640	34.492
Unión Soviética y otros países comunistas *	4.660	30.750
Venezuela	3.392	17.247
Kuwait	2.120	63.000
Irán	1.815	38.000
Arabia Saudita	1.695	60.500
Irak	1.226	25.000
Libia	858	9.000
Canadá	763	5.281
Argelia	552	7.500
Indonesia	480	10.000
México	310	2.800
Argentina	274	2.000
Qatar	220	3.500
Otros	1.997	32.205
Total	28.002	341.275

FUENTE: "The Oil & Gas Journal" (28-12-64), salvo las cifras de Venezuela, las cuales son de la Memoria 1964 del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

* Rumania, Hungría, Albania, Checoeslovaquia, Polonia, Bulgaria, Alemania Oriental, China Comunista.

Como puede observarse, las reservas probadas de Venezuela en las concesiones existentes fueron calculadas por el M. M. H. en unos 17.247 millones de barriles. Al ritmo de producción para el año mencionado, de aproximadamente 3.392.000 barriles diarios, estas cifras indican que Venezuela cuenta con suficiente petróleo para más de 13,9 años, pero debe considerarse conveniente conservar el puesto de importancia que el país ocupa entre las principales naciones productoras de petróleo en el mundo; sería necesario aumentar el ritmo de perforaciones exploratorias y de trabajos de geología y geofísica en nuevas regiones que no han sido exploradas todavía.

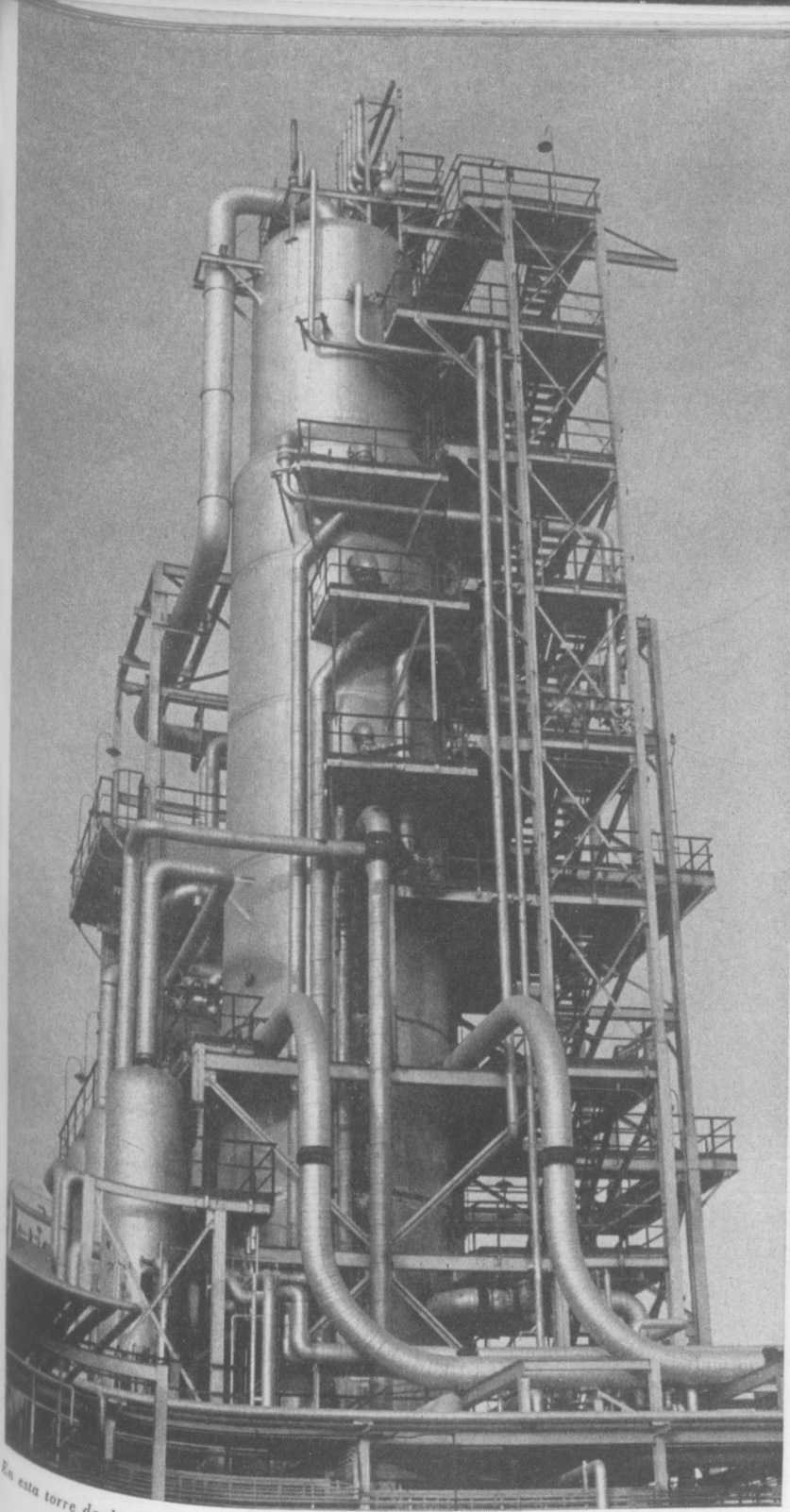
CAPITULO VII

REFINACION

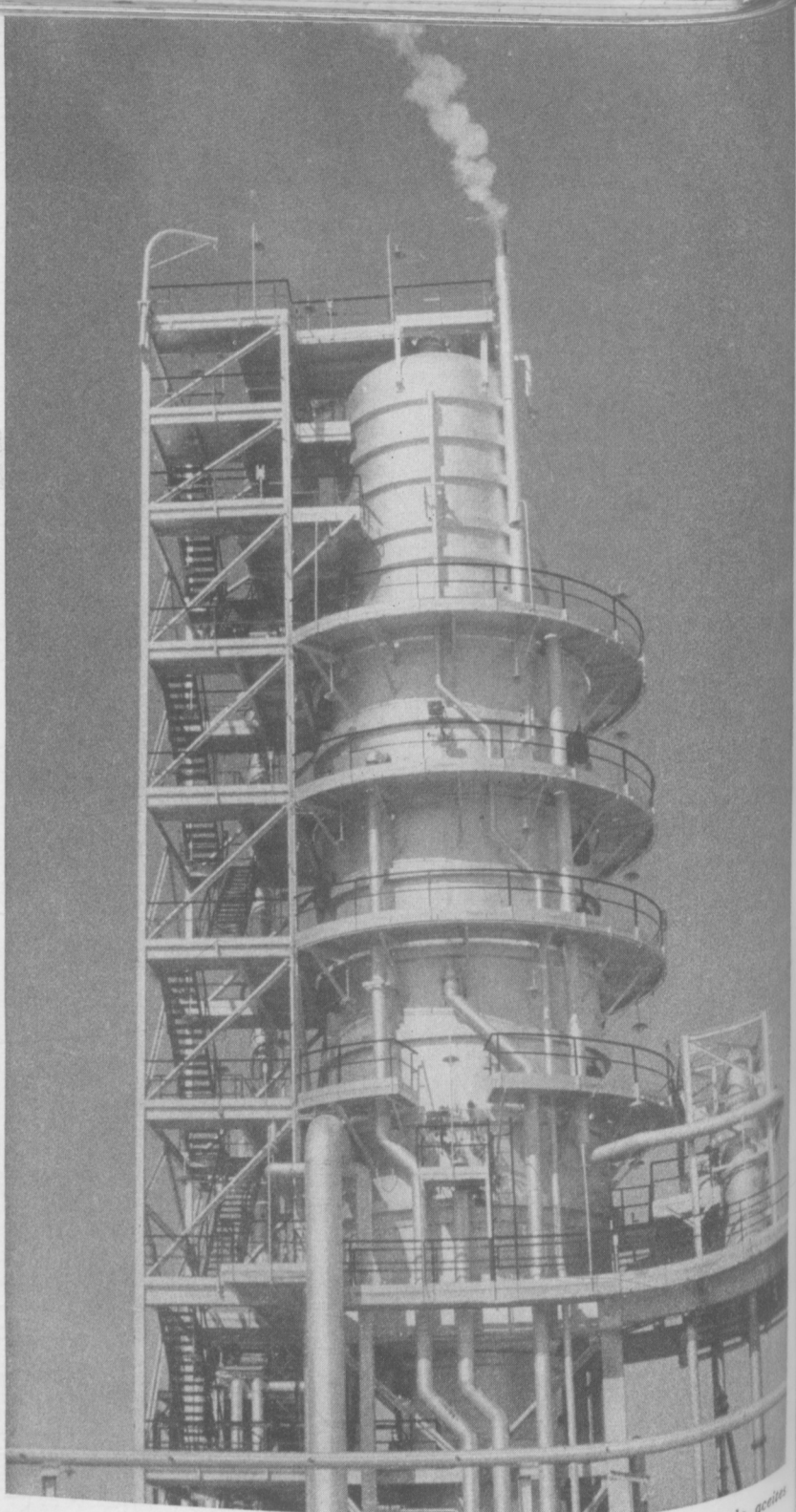
El petróleo y otras fuentes de energía. Derivados del petróleo. Procesos de refinación. La refinación en Venezuela.

EL PETROLEO Y OTRAS FUENTES DE ENERGIA

Se acostumbra clasificar los combustibles en tres grupos: sólidos, líquidos y gaseosos. Como puede observarse en el cuadro VII-1, el petróleo con un poder calorífico de 10.800 calorías por kilo y sus derivados: gasolina (10.340 calorías por kilo), kerosén (11.000) y fuel oil (10.600) superan a la hulla (7.500 calorías por kilo), que en épocas anteriores, junto con las otras formas de carbones fósiles, eran importantes fuentes de energía.



En esta torre de destilación aumosférica se separan los componentes del crudo por fraccionamiento.



Las torres de destilación al vacío permiten tratar los residuos para obtener bases de aceites lubricantes.

CUADRO VII-1

COMBUSTIBLES

Potencia Calorífica

Sólidos		Líquidos		Gaseosos	
Madera seca	4.000	Alcohol	7.000	Gas pobre	1.200
Turba	5.000	Aceite	9.300	Gas de agua	4.000
Carbón de leña	6.500	Petróleo	10.800	Gas alumbrado	10.000
Coke	7.500	Gasolina	10.340	Gas licuado	12.000
Hulla	7.500	Fuel Oil	10.600	Gas natural	13.300
Antracita	8.500	Kerosén	11.000	Hidrógeno	34.200

Este hecho, unido a las grandes cantidades de petróleo almacenado en el subsuelo de algunas regiones, a las posibilidades de transportarlo económicamente en grandes cantidades y a la relativa seguridad de su manejo, han determinado un creciente empleo del petróleo y sus derivados, lo que ha provocado el desplazamiento del carbón del primer lugar como fuente de energía.

Mientras que en 1936, en el mundo se consumían apenas 4,6 millones de barriles diarios de petróleo y en carbón se consumía el equivalente a 14,5 millones de barriles diarios de petróleo, en 1961 se consumieron 20,1 millones de barriles diarios de petróleo y de carbón el equivalente a 15 millones de barriles diarios de petróleo (véanse los cuadros VII-2 y VII-3, en los que se consideran, además, otras fuentes de energía):

CUADRO VII-2. CONSUMO DE ENERGIA EN EL MUNDO

1936 - 1961

(Equivalencia en millones de barriles diarios de petróleo)

	1936	1946	1956	1960	1961
Petróleo	4,6	7,1	15,5	19,1	20,1
Gas Natural	1,1	2,1	4,9	6,8	7,2
Carbón	14,5	14,1	16,3	15	15
Hidroeléctrica.	1,5	2,0	2,9	3,5	3,6

En Venezuela, como consecuencia de su desarrollo industrial y del aumento de población, que son factores que inciden directamente sobre el consumo de energía, éste ha venido aumentando progresivamente. En 1950, el consumo neto de energía fue de 1.569.000 toneladas de petróleo equivalente, mientras que en 1962 alcanzó a la cifra de 4.822.000 toneladas de petróleo equivalente (ver Cuadro VII-3).

Siendo en 1950 la población de 5.438.000 habitantes, el consumo de energía por habitante fue de 288,5 Kg. de petróleo equivalente, mientras que en 1962, para una población de 8.266.000 habitantes, el consumo de energía fue de 583,4 Kg. de petróleo equivalente por habitante.

La variación del consumo neto y del consumo por habitante está contenida en el siguiente cuadro:

CUADRO VII-3. CONSUMO DE ENERGIA EN VENEZUELA

	Consumo neto [1]	Población [2]	Consumo por habitante [3]
1950	1.569.000	5.438.000	288,5
1951	1.847.000	5.639.000	327,5
1952	2.145.000	5.857.000	366,6
1953	2.484.000	6.082.000	408,4
1954	2.913.000	6.322.000	460,8
1955	3.195.000	6.579.000	485,6
1956	3.420.000	6.829.000	500,8
1957	3.876.000	7.090.000	546,7
1958	4.030.000	7.320.000	550,5
1959	4.473.000	7.555.000	592,1
1960	4.519.000	7.779.000	586,9
1961	4.732.000	8.020.000	590,0
1962	4.822.000	8.266.000	583,4

1. En toneladas de petróleo equivalente.
2. Habitantes.
3. Kilogramos de petróleo equivalente.

FUENTE: M. M. H.

Este consumo por habitante resulta favorable al compararlo con países de igual grado de desarrollo. Sin embargo, debe hacerse notar que los países altamente desarrollados tienen un consumo de energía por habitante considerablemente mayor. En los Estados Unidos, por ejemplo, alcanzó a 5.208 kilogramos de petróleo equivalente.

Pero el petróleo, tal como se extrae de los pozos, es un material que debe ser sometido a diversos procesos para convertirlo en una gran variedad de productos, algunos de los cuales se utilizan especialmente como combustible de motores, mientras que otros sirven como materias primas en los múltiples procesos de la industria petroquímica.

Como la composición química del petróleo corresponde a la de una mezcla muy compleja de hidrocarburos de distintas series homólogas, sus características resultan muy diversas y, por ello, antes de someter un crudo a la refinación, sus propiedades deben ser conocidas. Son ellas las que determinan el proceso a que debe someterse dicho crudo para obtener el máximo rendimiento. Antes se tenía como clave exclusiva para la determinación de ese proceso, la propiedad denominada Gravedad A. P. I., relacionada con el peso específico del petróleo, como se puede apreciar en la siguiente fórmula, usada para calcularla:

$$\text{GRAVEDAD API} = \frac{141{,}5}{\text{Peso específico del petróleo}} - 131{,}5$$

Atendiendo al valor de la Gravedad A. P. I., los crudos se clasifican en tres grupos:

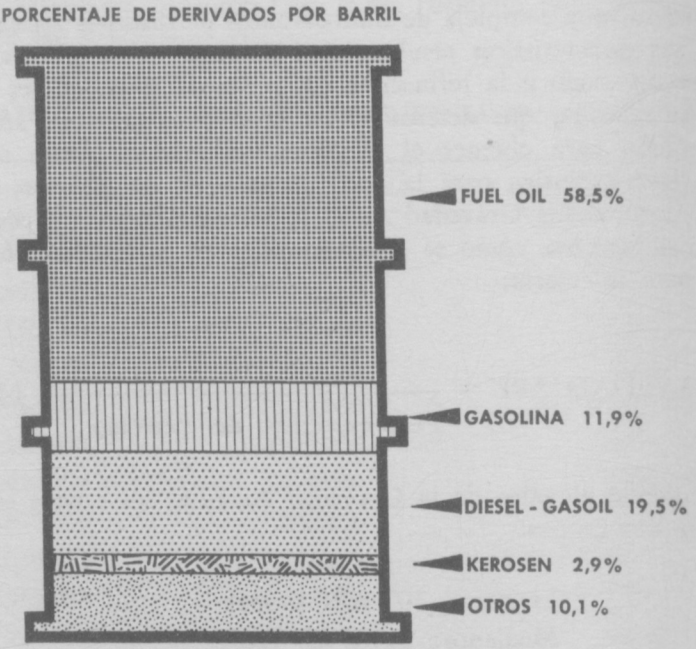
Livianos: 30° API o más
Medianos: 21° a 29° API
Pesados: menos de 20° API

En Venezuela, el porcentaje promedio de cada uno de estos tipos de crudo, en un año, es:

Livianos: 6,6%
Medianos: 48,0%
Pesados: 45,5%

Realmente, esta Gravedad API es un indicio de la cantidad de productos muy volátiles o muy pesados que podría contener un crudo determinado. Se sabe que al refinar un crudo de Gravedad API elevada, se obtiene un alto rendimiento de derivados livianos (gasolina, kerosén), el cual irá disminuyendo a medida que disminuya el valor de la Gravedad API, y por eso, los crudos con un valor muy bajo para esta propiedad, al ser refinados, dan un alto porcentaje de derivados pesados (fuel oil, asfalto).

En el gráfico puede apreciarse el rendimiento promedio en derivados por barril, cuando se procesa un crudo venezolano de tipo mediano:



Nuestra industria petrolera se ha visto obligada a procesar especialmente crudos medianos y pesados, porque ellos, que constituyen un gran porcentaje de nuestra producción, permiten obtener un elevado volumen de derivados pesados, entre ellos el *fuel oil*, que representa el renglón más fuerte de nuestras exportaciones de derivados, ya que Estados Unidos, nuestro principal cliente petrolero, necesita y consume grandes cantidades de dicho producto.

Pero, evidentemente, el conocimiento exclusivo de la gravedad API de un crudo, sólo permite una aproximación a sus propiedades. Por eso, cuando los procesos de conversión comenzaron a ser usados en las refinerías, la evaluación de los crudos no pudo ser establecida en esa forma. En la actualidad, además de la Gravedad API, interesan también otros factores, como, por ejemplo: el efecto del azufre sobre los catalizadores, la mayor o menor facilidad para desintegrar ciertos derivados, el número de octano de las fracciones más livianas, etc., lo cual equivale a decir que sólo mediante un cuidadoso análisis físico-químico, se puede realizar la evaluación de un crudo. De una manera general, podemos clasificar las distintas operaciones empleadas en refinación, en los siguientes procesos:

- A) SEPARACION (cambios físicos)
  - Destilación fraccionada
    - A presión atmosférica
    - Al vacío
    - Para obtener Isopentano
- B) CONVERSION (cambios químicos)
  - Desintegración
    - Térmica
    - Catalítica
    - Reducción de viscosidad
  - Polimerización
  - Alquilación
  - Isomerización
  - Platformación
  - Hidroformación
- C) PURIFICACION (cambios físicos y químicos)
  - Lavado con agua
  - Lavado con Hidróxido de sodio
  - Tratamiento Doctor
  - Hidrofinación

Separación

Destilación a presión atmosférica

Esta operación se realiza de la manera siguiente: el petróleo se hace circular por el interior de una tubería colocada dentro de un horno calentado a unos 460° C, lo cual determina la vaporización de todos aquellos hidrocarburos contenidos en el crudo cuyos puntos de ebullición sean de 460 o menos grados centígrados, mientras que otros, por sus puntos de ebullición superiores a ese valor, permanecen en su casi totalidad en estado líquido. Esta mezcla de vapores y líquidos sale del horno y penetra en una torre fraccionadora. La parte del crudo que permanece en estado líquido, cae al fondo y constituye el *residuo,* que puede ser *asfalto* o *fuel oil,* según el valor de la Gravedad API, mayor o menor, del crudo que se procesa.

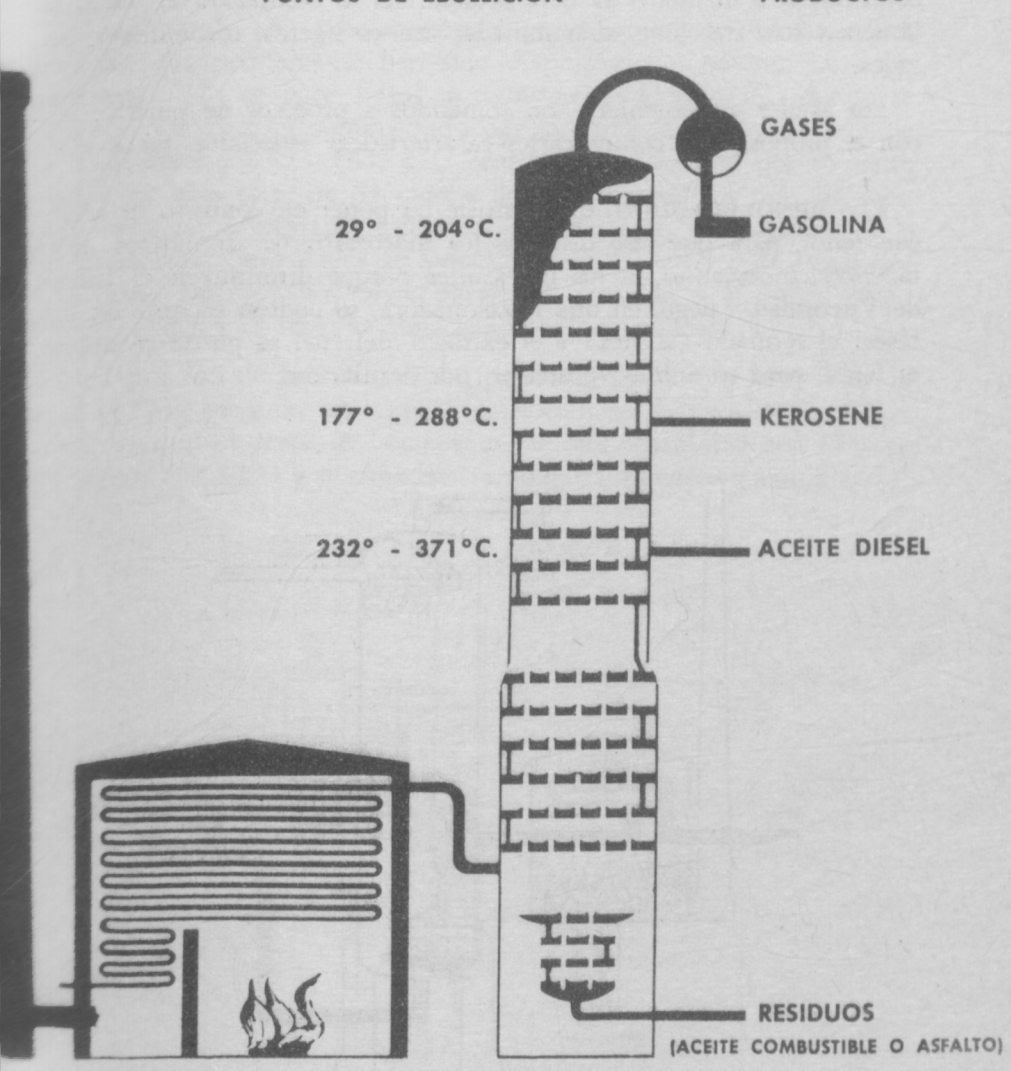
Los vapores se expanden en el interior de la torre y ascienden tanto más rápidamente, cuanto menor sea su densidad, y como los valores de ésta coinciden con los valores de los puntos de condensación, se pueden separar así distintas fracciones, constituida cada una por un número variable de hidrocarburos. En efecto, dentro de la torre se establece una escala térmica que se mantiene, porque el fondo de la torre está continuamente expuesto a la entrada de vapores calientes, mientras que el tope está bajo la acción de corrientes frías de reflujo. En consecuencia, los vapores más livianos se condensarán sólo en la parte superior de la torre, que es la más fría; los medianos lo harán en la parte intermedia y así sucesivamente hasta los más pesados, que se condensarán en la parte cercana al fondo.

La torre posee una serie de bandejas transversales, provistas de casquetes de burbujeo, cuya función es hacer pasar los vapores ascendentes a través de los líquidos contenidos en cada bandeja. Así se evita que los vapores de una fracción sean arrastrados hacia una parte de la torre que no les corresponda.

Las fracciones que se obtienen son las siguientes:

GASES	Metano, etano, propano y butanos		
GASOLINA	C_5	a	C_{10}
KEROSEN	C_{10}	a	C_{15}
GAS OIL	C_{15}	a	C_{18}
ACEITE DIESEL Y BASE DE LUBRICANTES	C_{18}	a	C_{26}

DESTILACION DEL PETROLEO

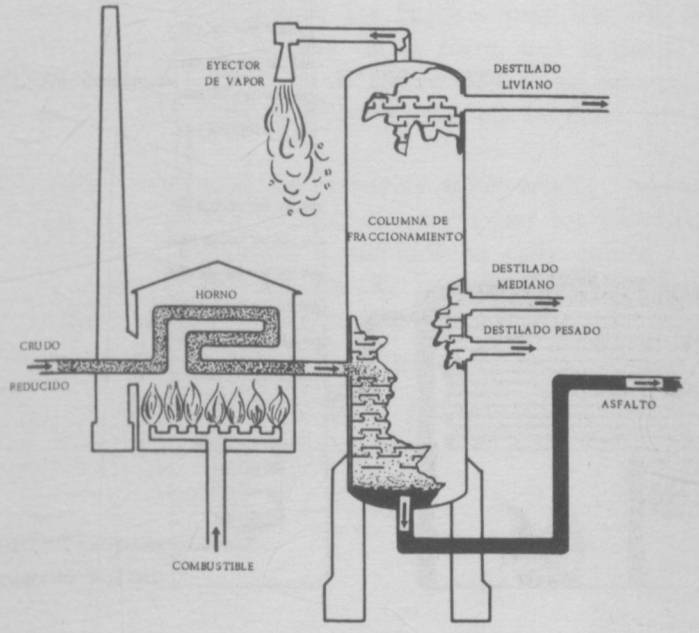


Destilación al vacío

Como los hidrocarburos contenidos en la base de lubricantes son muy complejos, sus puntos de ebullición son bastante altos y por este motivo es necesario separarlos mediante la destilación al vacío, que permite la utilización de temperaturas moderadas. La torre de fraccionamiento al vacío se diferencia de la anterior, por poseer condensadores barométricos y eyectores de vapor, que son dispositivos que contribuyen a mantener la baja presión. En la destilación al vacío se obtienen tres fracciones denominadas aceites ligeros, medianos y pesados.

Los aceites así obtenidos son sometidos a procesos de purificación con el propósito de comunicarles características especiales. Estos son:

a) FENOLFINACION, que consiste en poner en contacto el aceite con fenol, para que éste disuelva los hidrocarburos aromáticos multicíclicos, indeseables en los lubricantes porque disminuyen el Indice de Viscosidad. Luego, en una fraccionadora, se podrán separar en dos fases: el refinado (aceites) y el extracto, del cual se puede recuperar el fenol, para su empleo posterior, por destilación.

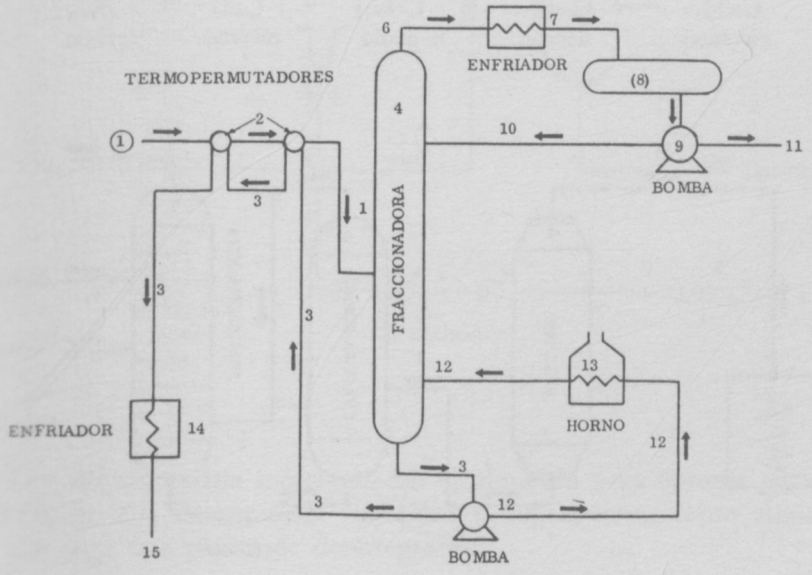


b) DESPARAFINACION, que tiene por objeto separar algunos hidrocarburos parafínicos, de puntos de ebullición relativamente altos, que se conocen con el nombre de ceras. Esta desparafinación se hace con propano líquido. Por enfriamiento, se separa la parafina cristalizada, eliminándose, finalmente, por filtrado.

Separación de isopentano

El objeto de este proceso es separar el isopentano de las naftas livianas, que previamente han sido despojadas del butano. La nafta de carga (1), se hace llegar a termopermutadores (2), donde se calienta por el calor suministrado por la corriente de fondo (3) de la torre fraccionadora (4), a la cual penetra la carga por su parte media. En esta torre de 63 metros de alto, los vapores más livianos, muy ricos en isopentano, salen por el tope (6), se enfrían (7) y los productos condensados se almacenan en un tambor de destilados (8). Una bomba (9) envía parte del destilado a la torre, como reflujo (10), y el resto se almacena como isopentano (11).

Una porción de la corriente de fondo (3), vuelve a la base de la torre (12), pasando antes por un horno de fuego directo (13), mientras que el resto se bombea a los termopermutadores (2), se enfría por aire (14) y se almacena como nafta desisopentanizada (15).



Conversión

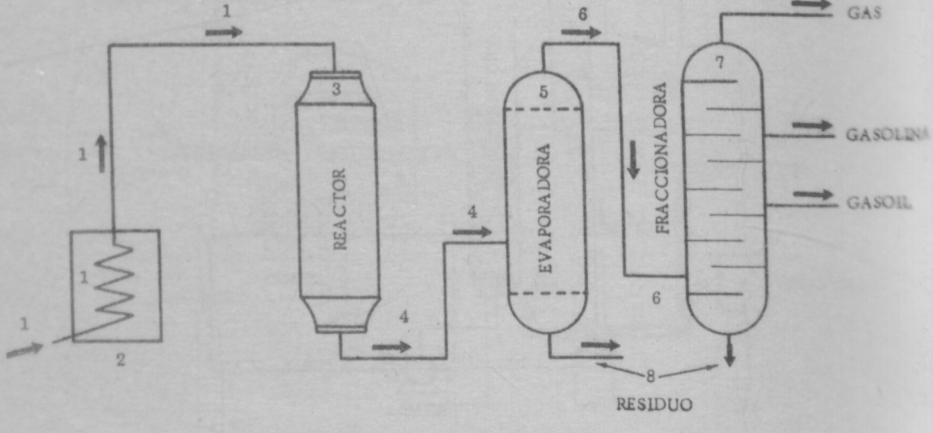
Desintegración térmica

Uno de los primeros procesos de conversión usados por la industria petrolera fue la desintegración térmica, operación en la cual, por la acción del calor y de la presión, se logra convertir las moléculas de hidrocarburos complejos en moléculas más sencillas, obteniéndose así, productos livianos del tipo de la gasolina. Esta operación utiliza como materia prima cualquier derivado: kerosén, gas oil, fuel oil, etc.

Se realiza de la manera siguiente: el material que se va a desintegrar (1) es calentado en un horno (2) hasta una temperatura de 480° C y de allí pasa a una cámara de reacción (3), sometiéndose a una presión de 20 atmósferas. En esta cámara ocurren las reacciones de fraccionamiento molecular. Los productos de la desintegración (4) pasan de la cámara de reacción a una torre evaporadora (5), que separa los vapores, de los líquidos. Los vapores (6) se someten a fraccionamiento en (7), obteniéndose así gases, gasolina, kerosén, gas oil, etc.

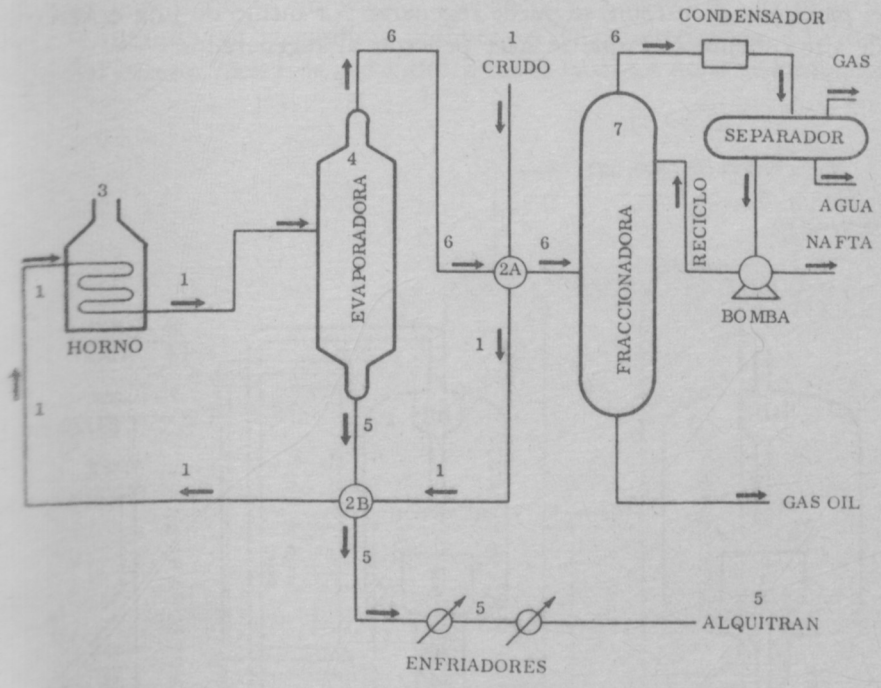
Los derivados pesados (8) procedentes tanto de la evaporadora como de la fraccionadora, se hacen circular nuevamente por el horno. Ejemplo:

$$\underset{\text{eicosano}}{C_{20}H_{42}} \longrightarrow \underset{\text{decano}}{C_{10}H_{22}} + \underset{\text{heptano}}{C_7H_{16}} + \underset{\text{metano}}{CH_4} + \underset{\text{carbón}}{2C}$$



Reducción de viscosidad

Como algunas veces los crudos resultan muy viscosos, es necesario someterlos a una desintegración térmica suave, que reduce su viscosidad. La marcha del proceso es la siguiente: el crudo (1) se calienta en termopermutadores (2A y 2B) y luego en un horno (3) hasta unos 450° C y pasa a una torre evaporadora (4), donde se separan los vapores de los líquidos. Estos últimos, que salen por el fondo de la evaporadora (5) constituyen el alquitrán de petróleo, mientras los vapores (6), que ya han experimentado la desintegración en el horno, son enviados a una fraccionadora (7) y separados en gases, nafta y gas oil.

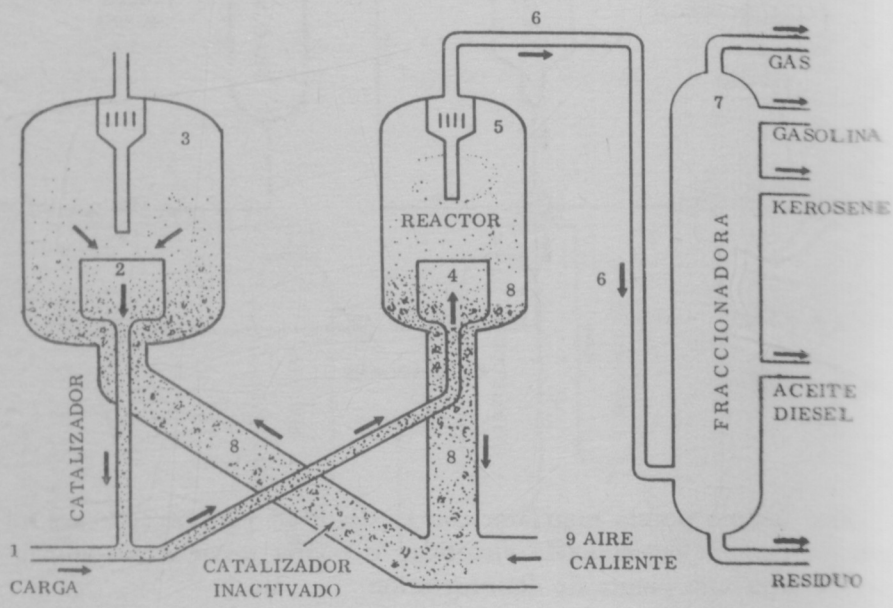


Este último podría mezclarse con el alquitrán para obtener gas oil pesado de una determinada viscosidad o podría servir como alimentación para una planta de desintegración.

Desintegración catalítica

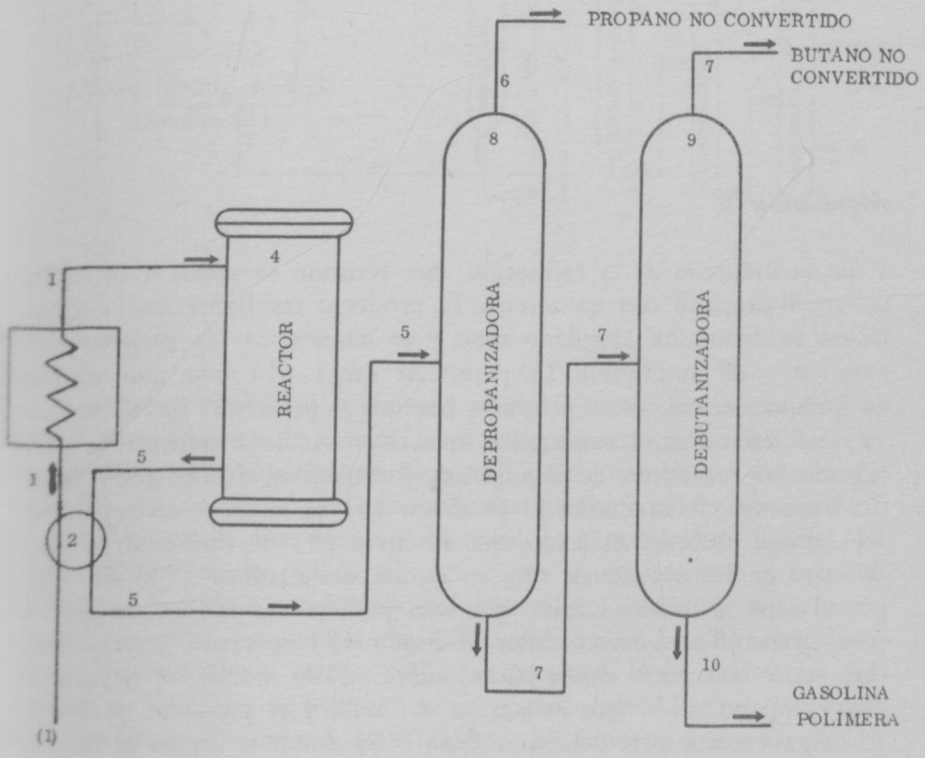
El fundamento de esta operación es el mismo que el de la desintegración térmica, pero aquí un catalizador estimula y orienta las reacciones, obteniéndose un mejor rendimiento. En la práctica el procedimiento consiste en calentar el producto a desintegrar (1), mezclarlo con el catalizador (2), que procede de un tambor (3), que actúa también como *regenerador* del catalizador. La mezcla (4) se hace llegar a una cámara de reacción (5) en la que ocurren los fenómenos de desintegración molecular ya descritos. Los vapores (6) pasan entonces a una torre de fraccionamiento (7), obteniéndose gases, gasolina, kerosén, gas oil y una fracción pesada, la cual puede someterse de nuevo a desintegración.

Cuando el catalizador resulta inactivado (8) por depositarse sobre él partículas de carbón, se puede regenerar por medio de una corriente de aire caliente (9) que se hace penetrar al regenerador.

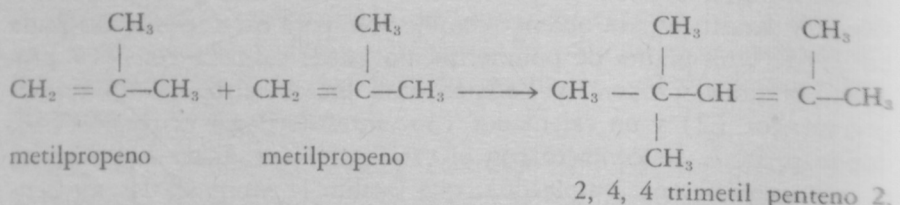


Polimerización

En algunos procesos de refinación, que se emplean para obtener gasolinas de alto octanaje, como el de reformación y desintegración, se producen considerables cantidades de hidrocarburos gaseosos, de los cuales han resultado particularmente útiles los alcenos, ya que ellos pueden ser convertidos con facilidad en hidrocarburos más complejos, por diversos procesos de combinación. Uno de éstos es la polimerización o unión de dos o más moléculas semejantes. La primera polimerización catalítica para obtener combustible para motores fue realizada en 1935. Una planta de polimerización puede cargarse con (1) propano, butanos, propeno y butenos. Esta mezcla atraviesa un termopermutador (2) y un calentador (3), antes de llegar al reactor (4), donde se pone en contacto con el catalizador (el Acido Fosfórico es el más comúnmente empleado), que facilita la unión de las moléculas, resultando así la gasolina polímera o de polimerización (5) que sale del reactor mezclada con hidrocarburos gaseosos no transformados.

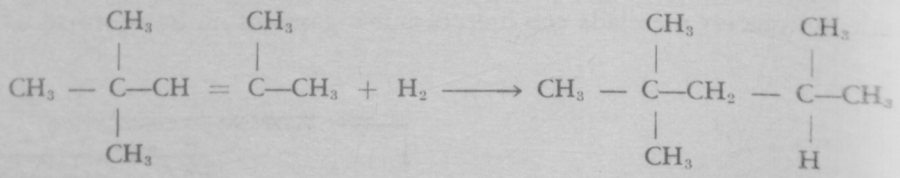


Estos, especialmente propano (6) y butanos (7), se separan en torres de fraccionamiento denominadas depropanizadora (8) y debutanizadora (9). La gasolina polímera (10) se obtiene como fracción de fondo de la debutanizadora y contiene alrededor del 90 por ciento de hidrocarburos insaturados y puede emplearse en motores de automóvil, pero cuando se va a usar como gasolina de aviación, entonces la polimerización debe ser seguida de una hidrogenación para saturar los alcenos.



metilpropeno metilpropeno

2, 4, 4 trimetil penteno 2.



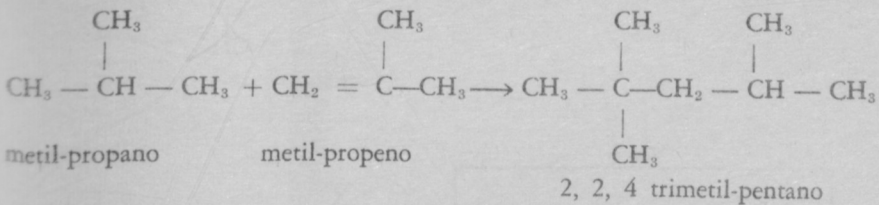
2, 2, 4 trimetil pentano
(iso-octano)

Alquilación

En la industria de la refinación, este término se aplica a la unión del metil-propano con un alceno. El producto resultante en la alquilación se denomina alquilado total y se emplea en las gasolinas de aviación y de automóvil. La planta se carga (1) con una mezcla de butano normal, metil-propano, butenos y pentenos. En el reactor (2), se unen con el catalizador, que es el Acido Fluorhídrico. Allí ocurren las reacciones de alquilación, formándose alcanos muy ramificados como el iso-octano. El producto (3) se envía a un separador (4), donde se retira el ácido, que se envía (5) de nuevo al reactor. El resto de las sustancias (6) va a una despojadora (7). En ella, por el tope se retira el ácido que aún pudiera contenęr el alquilado y se envía (8) al reactor. Por el fondo (9) se retira el alquilado que va a una torre des-isobutanizadora, (10) donde se separa el metil-propano, (11) que se somete a reciclo y el producto de fondo (12) pasa a una torre debutanizadora (13) donde se separa el butano

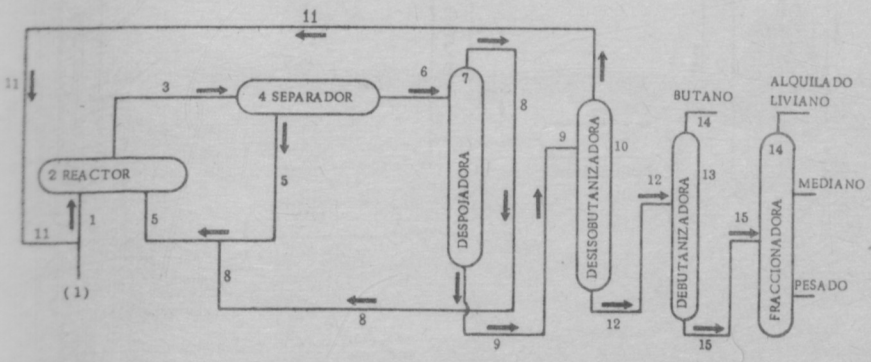
(14) para su almacenamiento. Por último, el alquilado (15) se fracciona, (14) obteniéndose tres fracciones: livianos, medianos y pesados.

Interpretación:



metil-propano metil-propeno

2, 2, 4 trimetil-pentano

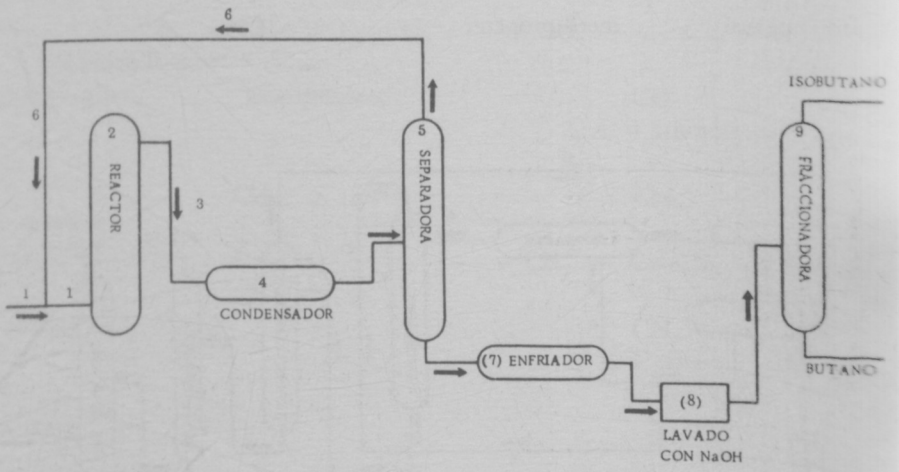


Isomerización

El proceso de alquilación, que permite la obtención de importantes componentes de ciertas gasolinas de aviación, se basa en la unión del metil-propano con alcenos. Como el volumen de alcenos sencillos que se obtiene en las refinerías supera considerablemente al de metil-propano, éste debe ser obtenido por un proceso especial, la isomerización, en la cual se emplea como materia prima el butano. El butano líquido y totalmente desprovisto de agua (1), se calienta para vaporizarlo y se mezcla con Cloruro de Hidrógeno anhidro. Esta mezcla penetra en un reactor (2), donde ocurre la isomerización del butano, es decir, su conversión en iso-butano, por efecto de un catalizador que es el Cloruro de Aluminio. El papel que desempeña el

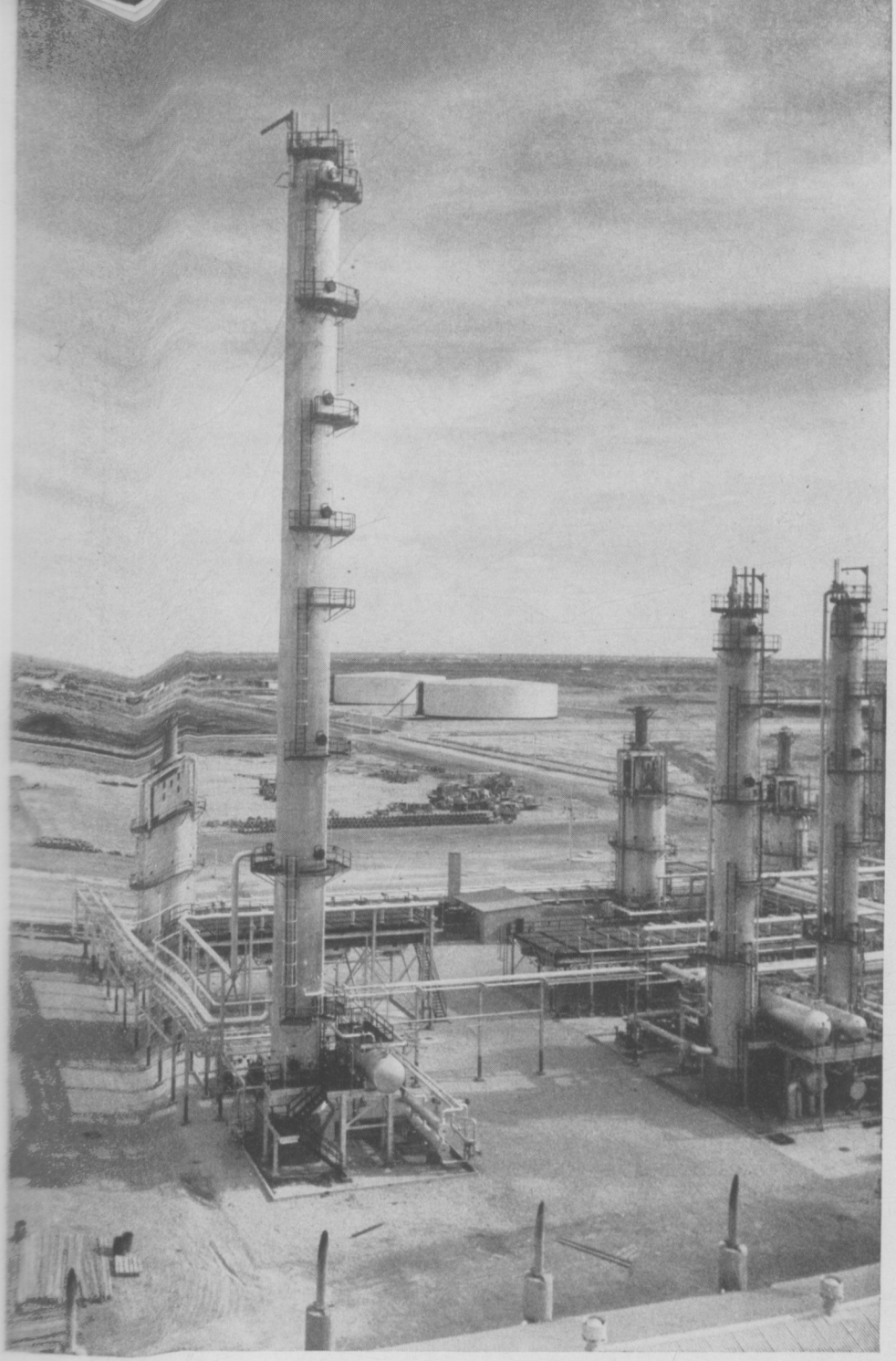
HCl en este proceso, es el de conservar un alto grado de efectividad en el catalizador. Los productos resultantes y los no transformados (3), se condensan (4) y en una torre especial (5), se separa el HCl (6), que se somete a reciclo, del resto, que se enfría (7), se lava con NaOH (8) y, por último, se fracciona (9) para separar el isobutano.

$$CH_3 - CH_2 - CH_2 - CH_3 \longrightarrow CH_3 - \underset{\displaystyle CH_3}{\overset{\displaystyle |}{CH}} - CH_3$$



Platformación

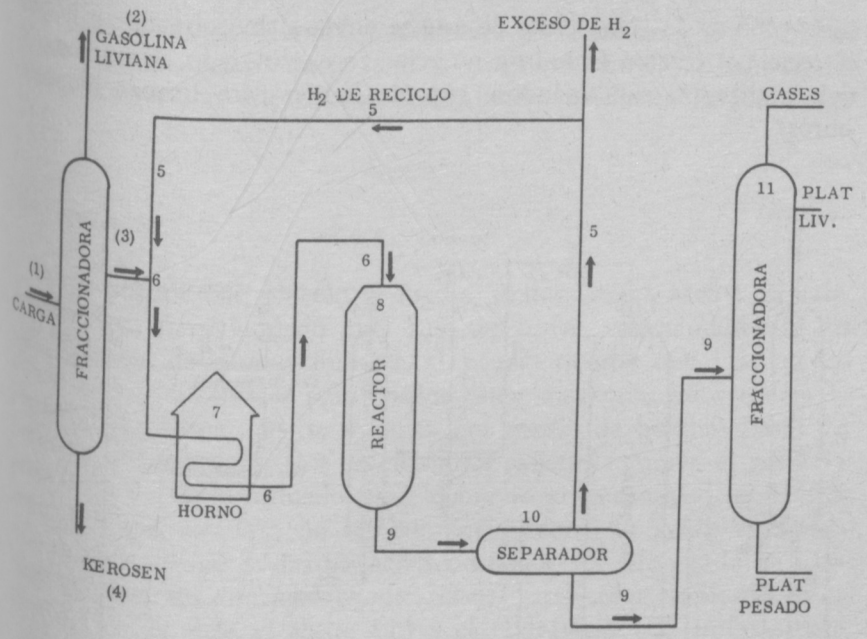
En este proceso se emplea el platino como catalizador para convertir los hidrocarburos nafténicos en aromáticos y los alcanos de cadena recta en alcanos de cadena ramificada. Una y otra transformación persiguen la elevación del octanaje de la gasolina. La gasolina de destilación atmosférica, (1) para el efecto se divide en 3 fracciones: gasolina liviana (2), gasolina pesada (3) y kerosén (4). La fracción pesada se mezcla con Hidrógeno (5) y esta mezcla (6) se calienta en un horno (7). Los vapores pasan al reactor (8) donde ocurren las transformaciones. La mezcla de hidrocarburos ya transformados (9), pasa a un separador de gases (10) y luego se fracciona en una torre, (11) separándose gases, platformado liviano y platformado pesado. En el separador (10) se obtiene un exceso de Hidrógeno (5) una parte del cual se somete a reciclo y el resto se desecha.



Vista parcial de las unidades de la Refinería de Amuay. En primer plano, la separadora de isopentano, la torre más elevada de la refinería.



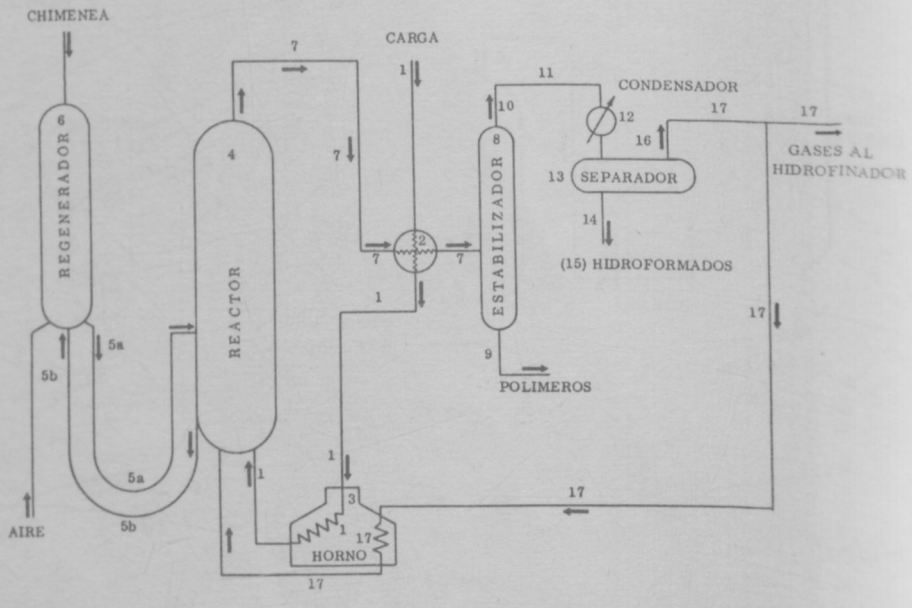
Panorámica de la Refinería de Amuay.



Hidroformación

La hidroformación permite mejorar la calidad de las gasolinas. Los hidrocarburos aromáticos tienen elevada capacidad antidetonante y su presencia en las gasolinas contribuye a elevar el número de octano. La hidroformación logra la conversión de los hidrocarburos acíclicos y alicíclicos, de bajo octanaje, en hidrocarburos aromáticos, de elevado octanaje, por medio del calor y de un catalizador adecuado. La operación se realiza de la manera siguiente: la nafta ordinaria (1) se calienta en un termopermutador (2) y luego en un horno (3) a una temperatura de 500° C.; pasa al reactor (4), en el cual tienen lugar las reacciones de cicloaromatización y aromatización. El catalizador (5a), se inactiva (5b) al cabo de cierto tiempo, siendo necesario llevarlo al regenerador (6), donde se queman las partículas de carbón que lo inutilizan. El producto (7), obtenido en el reactor, se hace pasar a un estabilizador (8), por cuyo fondo se retira una fracción denominada "polímeros" (9), mientras que por el tope (10), salen los vapores (11) hacia un condensador (12) y luego a un separador (13). Por el fondo del separador (14), se retira la fracción de "hidroformados" (15) y por la parte superior (16), los gases ricos en

hidrógeno (17). Una parte de éste se envía al hidrofinador y la otra se recicla al reactor. El hidrógeno evita, en cierto grado, la inactivación del catalizador, combinándose con el Carbón para formar hidrocarburos.



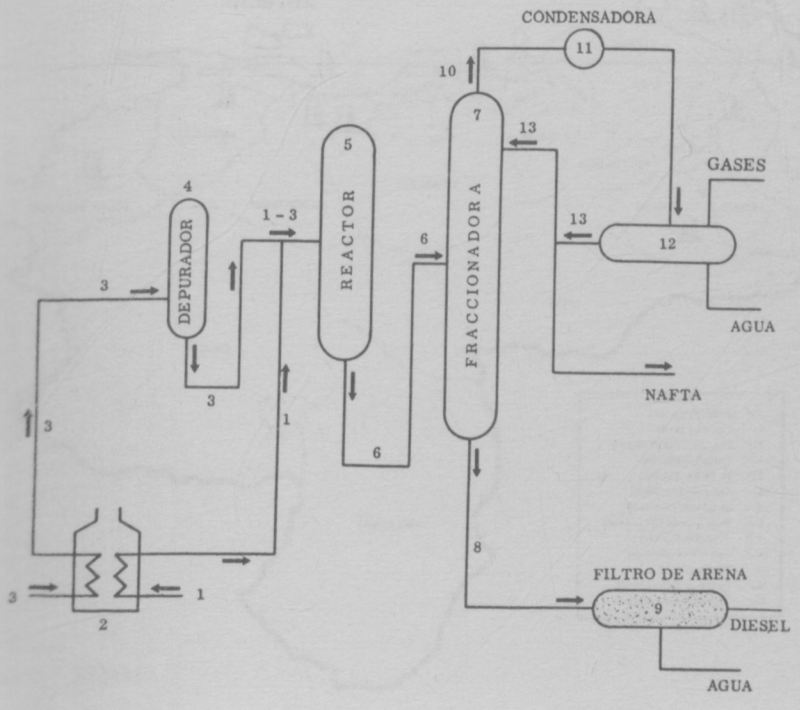
Purificación

Los productos obtenidos por destilación de los crudos contienen ciertas impurezas que deben ser eliminadas antes de entregarlos al consumidor. Las impurezas más comunes son compuestos de azufres y sustancias de carácter ácido. Los primeros son indeseables tanto por el olor desagradable que comunican al producto como por su poder corrosivo. Entre ellos se destacan el Sulfuro de Hidrógeno y los mercaptanos. El primero, así como también otros compuestos acídicos, se puede eliminar por simple lavado con Hidróxido de Sodio; en cambio, cuando el producto contiene mercaptanos, es necesario someterlo al Tratamiento Doctor (solución de Plumbito de sodio), que los convierte en disulfuros orgánicos inodoros. En algunos derivados como el kerosén, por ejemplo, estos disulfuros pueden permanecer disueltos cuando una pequeña cantidad de ellos no se considera perjudicial; por el contrario, en el caso de otros derivados como los sol-

ventes, es necesario eliminar totalmente los disulfuros, empleándose la redestilación del producto con ese propósito. En la actualidad, los aceites Diesel son eficazmente desulfurados, mediante la Hidrofinación.

Hidrofinación

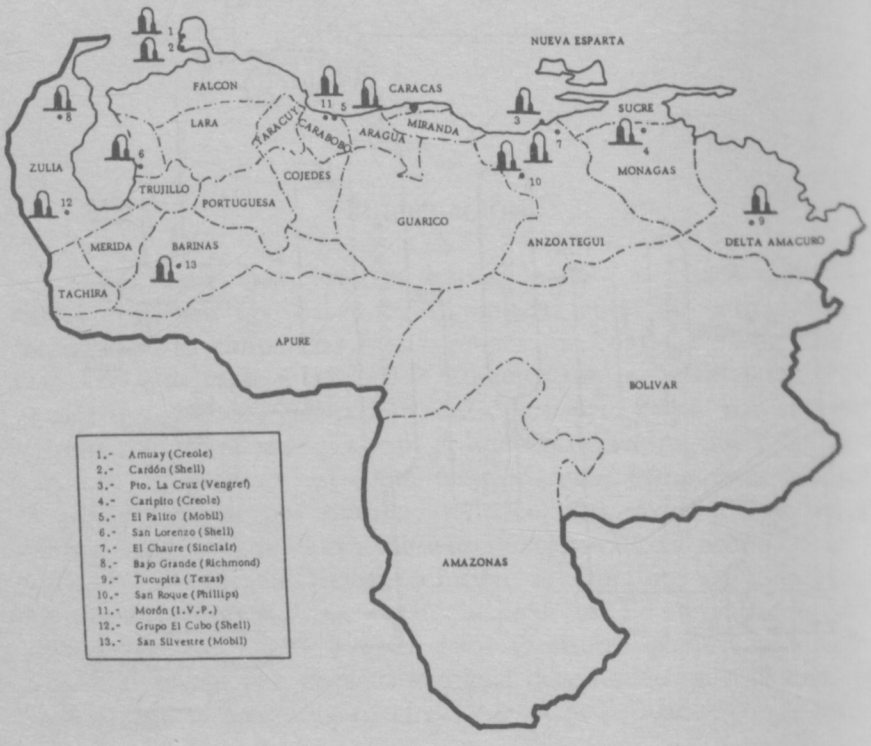
Por medio de este proceso se logran aceites Diesel, aceites de calefacción, etc., con contenido muy bajo de azufre, mejorándose así sus características de combustibilidad, al propio tiempo que los equipos donde esos combustibles sean usados estén más protegidos contra la corrosión. La carga (1) se impulsa por medio de bombas hasta un horno de dos secciones, (2) en el cual se calienta también el gas (3) procedente del hidroformador, que contiene gran cantidad de Hidrógeno. Este gas atraviesa un tambor purificador (4) y allí es despojado catalíticamente de las pequeñas cantidades de Monóxido de Carbono que podrían disminuir la eficacia del catalizador empleado en el reactor (5); en éste, el aceite (1) y el Hidrógeno (3) íntimamente



mezclados, se ponen en contacto con el catalizador y el azufre contenido en los aceites reacciona con el Hidrógeno, formando Sulfuro de Hidrógeno, al mismo tiempo que una pequeña fracción de los aceites se craquea, dando origen a hidrocarburos livianos (nafta). El producto obtenido en el reactor es extraído por el fondo (6) y enviado a una torre rectificadora (7). Aquí, por el vapor de agua que se inyecta, el aceite es despojado de los productos livianos, del Sulfuro de Hidrógeno y del Hidrógeno que no reaccionó. El aceite desulfurado es extraído por el fondo (8) y pasado por filtro de arena (9) para eliminar las pequeñas cantidades de agua que pudiera contener.

El gas, parcialmente deshidrogenado, el Sulfuro de Hidrógeno, el vapor de agua y la nafta, son extraídos por la parte superior de la torre (10), condensados (11), separados (12), y almacenados, aunque parte de la nafta (13) puede ser bombeada a la rectificadora, como reflujo (13).

REFINERIAS DE PETROLEO EN ACTIVIDAD



CAPACIDAD DIARIA DE REFINACION EN VENEZUELA
1964

Refinería	*Compañía*	*Capacidad b/d*
Amuay	Creole	435.000
Cardón	Shell	305.000
Puerto La Cruz	Venezuelan Gulf	159.000
Caripito	Creole	71.500
El Palito	Mobil	75.000
El Chaure	Sinclair	38.000
San Lorenzo	Shell	35.000
Bajo Grande	Richmond	45.500
Tucupita	Texas	10.000
San Roque	Phillips	3.800
Morón	C. V. P.	2.300
Casigua	Shell	1.000
San Silvestre	Mobil	400
Calvario	Shell	300
La Rivera	Shell	300
		1.182.100

Fuente: MMH.

CAPITULO VIII

EL GAS

Producción y Utilización del Gas en Venezuela. Conservación

PRODUCCION Y UTILIZACION DEL GAS EN VENEZUELA

Entre los componentes más livianos del petróleo se encuentra un conjunto de gases que constituyen lo que se conoce con el nombre de Gas Natural, formado por hidrocarburos gaseosos que poseen un potencial calorífico parecido al de los gases que se obtienen en los procesos de refinación del petróleo.

Es bueno indicar que el término gas en la industria petrolera cubre una multitud de sustancias gaseosas donde se incluyen las que se encuentran en yacimientos o campos de gas, las asociadas con el petróleo en sus trampas, las que emanen naturalmente de la corteza terrestre, las que se manufacturan y las que provienen de los procesos de destilación y reformación del petróleo.

El gas natural consiste en una mezcla de hidrocarburos parafínicos tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Hidrocarburos	*Fórmula condensada*	*% en volumen*	*Temperatura de ebullición*
Metano	CH_4	80,0	— 161,6° C
Etano	C_2H_6	7,0	— 88,8° C
Propano	C_3H_8	6,0	— 42,2° C
Isobutano	C_4H_{10}	1,5	— 23,8° C
Butano	C_4H_{10}	2,5	— 0,52° C
Pentano - Otros	C_5H_{12}	3,0	+ 36° C

Estos "otros" comprenden una mezcla de vapores de pentano con otros hidrocarburos más pesados que existen en mayor o menor proporción en todo gas natural. Cuando el porcentaje de estos vapores es de 0,1 galón por 1.000 pies cúbicos de gas natural se denomina *gas seco,* el cual se usa frecuentemente como combustible en los hornos de las refinerías y como contiene propano y butano puede utilizarse para la preparación de gasolina polímera o base para productos petroquímicos y en la preparación de mezclas en las plantas de gas licuado (L. P. G.). Cuando esos vapores son más abundantes en el gas natural se denomina entonces gas húmedo y se utiliza para producir gas natural seco y gasolina natural. Esta gasolina natural o cruda puede ser separada del gas húmedo por absorción con carbón vegetal, compresión, y absorción en un aceite mineral. La mayoría de las plantas modernas usan una combinación de equipos de compresión y absorción. La cantidad de gasolina natural que puede contener el gas del petróleo varía de acuerdo con las fuentes, pero generalmente se pueden extraer dos galones por cada 1.000 pies cúbicos de gas.

También es frecuente en la literatura petrolera hablar de gas natural *agrio,* cuando éste contiene más de diez partes por millón de sulfuro de hidrógeno. Aunque no existe una clasificación del gas natural basada en el contenido de gas carbónico, conviene mencionar que en Venezuela el contenido de anhídrido carbónico varía entre 0,0 y 24 por ciento en volumen, siendo muy alto el último porcentaje. Casi todo el gas natural que existe en nuestro país está asociado con el petróleo, especialmente en la zona petrolera del Zulia y se han encontrado muy pocos yacimientos de gas natural libre o no aso-

ciado, pero puede concluirse que nuestro gas natural es rico en componentes pesados y condensables, especialmente en los yacimientos de los campos petroleros del Oriente de Venezuela, del Estado Falcón, La Paz y Mara en el Estado Zulia.

Como referencia presentamos un análisis de la composición química de muestras de gas natural extraídas en tres áreas petroleras venezolanas a saber: Zulia, Anzoátegui y Monagas.

Componentes	*Monagas*	*Anzoátegui*	*Zulia*
Metano	54,01 — 94,80	55,10 — 82,13	60,36 — 95,19
Etano	0,46 — 14,92	3,33 — 13,03	0,0 — 14,63
Propano	0,33 — 17,54	1,16 — 10,82	0,0 — 8,31
i—Butano	0,16 — 4,38	0,08 — 3,69	0,0 — 1,63
n—Butano	0,44 — 7,34	0,20 — 5,69	0,0 — 2,50
i—Pentano	0,12 — 2,18	0,08 — 1,78	0,0 — 0,86
n—Pentano	0,20 — 1,90	0,04 — 2,14	0,0 — 0,61
Hexanos	0,12 — 1,90	0,03 — 1,70	0,0 — 0,20
Heptanos	0,01 — 0,10	0,00 — 0,27	0,0 — 0,09
Gas carbónico	0,00 — 23,50	1,80 — 15,40	0,1 — 12,38
Gravedad específica: a 1 At. y 30° C	0,610 — 1,063	0,718 — 1,043	0,587 — 0,911
Poder calorífico: BTU/P.C.	818 — 1798	917 — 1386	906 — 1264

Fuente: La Utilización del Gas en Venezuela. Oficina Técnica de Hidrocarburos de Lagunillas.

De la observación de este cuadro se puede concluir que los gases naturales de Venezuela son de tipo dulce y por consiguiente no permiten la extracción de azufre.

Procedencia del Gas Natural

La principal fuente de gas natural en Venezuela es el petróleo, ya que el 95 por ciento de nuestros yacimientos petrolíferos contienen gas disuelto, y aunque pueden existir depósitos de gas en algunas es-

tructuras sin cantidades apreciables de petróleo, no se puede asegurar que una perforación más profunda no llegue a localizar sedimentos petrolíferos.

Existen muchas maneras de clasificar las fuentes de gas natural, pero resulta muy práctico clasificarles en dos grupos: yacimientos petrolíferos que contienen gas en solución o gas libre en la cresta y yacimientos con gas condensado.

Producción de Gas Natural

El hecho de que el gas natural esté generalmente asociado al petróleo en Venezuela, nos hace comprender que la producción de gas va asociada a la producción de crudo y por consiguiente siempre tendremos un exceso de producción de gas natural. Basta comprobar la producción bruta de gas en el año de 1948 que fue de 13.370 millones de metros cúbicos, mientras que en el año de 1964 la cifra alcanzó los 39.270 millones de metros cúbicos, lo cual significa que la producción aumentó 2 veces y media en el período de 13 años.

Producción de gas por años 1949-1964
millones de M^3

1949	14.066	1957	32.128
1950	15.775	1958	31.517
1951	19.113	1959	31.836
1952	20.874	1960	31.561
1953	20.677	1961	33.125
1954	24.308	1962	36.301
1955	24.308	1963	37.465
1956	27.644	1964	39.270

FUENTE: La Utilización del Gas en Venezuela.

PRODUCCION DE GAS POR COMPAÑIA EN MILES DE METROS CUBICOS — AÑO 1963

Creole	12.143.850
Meneg	8.759.293
Shell	7.910.207
Mobil	1.820.496
Phillips	1.510.027
Pet. Mer.	949.365
Texas	1.084.115
Sun	1.181.523
Sinclair	812.734
Superior	292.494
Signal	337.771
Varco	307.078
San Jacinto	140.009
Caracas	79.435
Richmond	82.868
Coro	48.022
Talón	2.140
Continental	—
C. V. P.	2.990
TOTAL	37.464.417

FUENTE: La Utilización del Gas en Venezuela.

Reservas de Gas Natural

En Venezuela el 92 por ciento de las reservas de gas natural está representado por gas asociado al petróleo. Para 1964 las reservas de gas eran del orden de los 870.600 miles de millones de metros cúbicos, lo cual indica que dichas reservas se han más que duplicado durante el período 1948-1964.

RESERVAS DE GAS EN MILLONES DE METROS CUBICOS

1948	410.597
1949	417.492
1950	478.618
1951	479.427
1952	487.325
1953	547.963
1954	595.125
1955	659.901
1956	763.113
1957	821.901
1958	945.644
1959	945.994
1960	952.631
1961	919.535
1962	879.174
1963	858.983
1964	870.600

FUENTE: La Utilización del Gas en Venezuela.

Usos del Gas Natural

El gas natural se usa principalmente como combustible, pero también se trata para separar los hidrocarburos líquidos que contiene con el fin de obtener gasolina natural, manufacturar gas licuado y para obtener numerosos productos químicos tales como alcoholes, acetaldehido, ácido acético, acetona y otros derivados Petroquímicos. También se utiliza para aumentar la recuperación de petróleo de un yacimiento determinado.

El empleo del gas natural en industrias petroleras y no petroleras se ha desarrollado considerablemente en los últimos diez años, desplazando cada vez más al fuel oil debido a su utilización en diferentes tipos de maquinarias que necesitan combustibles limpios y baratos. El consumo total interno de gas natural en 1964 alcanzó a la

cantidad de 6.080 millones de metros cúbicos, distribuidos de la siguiente manera:

a) Industria no petrolera y doméstica 2.465 millones de metros cúbicos, que representan el 40 por ciento del consumo total y

b) 3.615 millones de metros cúbicos por la industria petrolera, que representan el 60 por ciento.

CONSERVACION DE GAS

Otra de las formas importantes de utilización del gas natural en Venezuela consiste en reponerlo en la formación petrolífera por medio de la reinyección con el doble propósito de: aumentar la recuperación de crudo de las formaciones petrolíferas, mantener la presión del yacimiento y conservar el gas para futura industrialización. Como se sabe la presión del gas actúa como impulsora para llevar el crudo a la superficie, y su inyección no solamente facilita las operaciones relativas a la producción de crudo sino que también permite extraer de los reservorios petrolíferos una cantidad de crudo mayor de la que se podría extraer por otros procedimientos. Precisamente es en la utilización y conservación del gas y en la máxima recuperación del yacimiento petrolífero donde radica el concepto integral de conservación en la industria petrolera.

Las cifras de inyección de gas en Venezuela para el período comprendido entre los años de 1948-1964 señalan el esfuerzo que se ha hecho en dicho período para disminuir el desperdicio absoluto del gas. Para el año de 1948 se inyectaba el 2,75 por ciento de la producción bruta, mientras que para 1964 el porcentaje de inyección subió al 43,14 por ciento. Puede apreciarse de una manera más objetiva el crecimiento de la inyección en el siguiente cuadro:

Producción e Inyección de Gas 1948-1964
MMm³

Año	*Producción*	*Inyección*	*%*
1948	13.370	367	2,75
1949	14.066	1.006	7,15
1950	15.775	1.190	7,54
1951	19.113	1.462	7,65
1952	20.874	1.796	8,61
1953	20.677	2.586	12,50
1954	21.635	2.074	9,59
1955	24.308	3.891	16,01
1956	27.644	4.858	17,58
1957	32.128	7.384	22,98
1958	31.517	9.320	29,57
1959	31.836	9.741	30,60
1960	31.561	11.063	35.05
1961	33.125	13.056	39,41
1962	36.301	13.705	37,75
1963	37.465	16.268	43,42
1964	39.270	16.940	43,14

FUENTE: La Utilización del Gas en Venezuela.

GAS PRODUCIDO POR LA INDUSTRIA [1]
MMm³/día

	Producido	*Utilizado*	*% Utilizado*
1954	59,3	12,8	21,6
1955	66,6	19,1	28,6
1956	75,6	22,5	29,7
1957	88,0	31,3	35,6
1958	86,3	37,8	43,8
1959	87,2	39,7	45,5
1960	86,2	44,1	51,2
1961	90,8	50,5	55,6
1962	99,5	53,3	53,6
1963	102,6	61,5	59,9
1964	107,3	64,4	60,0

1. Los porcentajes de utilización se basan en los totales y no en los promedios diarios.

Fuente: MMH.

TOTAL DE GAS PRODUCIDO Y UTILIZADO POR LA INDUSTRIA

(Millones de pies cúbicos por día - 1964)

	Producido	*Inyectado*	*Combustible*	*Vendido*	*Donado*	*Condensado*	*Total utiliz.*	*% Utiliz.*
Creole	1.181,40	725,37	119,55	2,34	—	21,17	868,43	73,5
Shell.	904,66	69,75	147,86	58,94	8,44	22,61	307,60	34,0
Mene Grande ..	831,55	522,47	41,68	97,14	0,39	4,74	666,42	80,1
Mobil.	193,76	163,69	9,52	0,02	—	1,29	174,52	90,1
Venez. Sun	141,15	—	0,78	—	—	—	0,78	0,6
Phillips	135,27	52,56	5,64	0,26	—	—	60,68	44,9
Texaco.	56,29	—	0,12	—	—	—	0,12	0,2
Signal	25,78	—	—	—	—	—	—	—
San Jacinto ...	11,45	—	—	—	—	—	—	—
Richmond	6,89	—	6,72	—	—	—	—	—
Texas.	117,89	90,47	7,36	6,83	—	0,01	104,67	88,8
Coro	5,07	—	0,51	0,64	—	—	1,15	22,7
Talón.	0,19	—	0,16	—	—	—	0,16	84,2
Pet. Mercedes. .	70,50	—	3,10	61,48	—	—	64,58	91,6
Varco.	29,49	—	1,66	10,15	—	—	11,81	40,0
Caracas	6,17	—	0,41	0,08	—	—	0,49	7,9
Sinclair.	68,24	10,25	3,73	—	—	1,13	15,11	22,1
Corvepet	3,37	—	—	—	—	—	—	—
Total Venezuela .	3.789,12	1.634,56	348,80	237,88	8,83	53,17	2.283,24	60,3
Creole % del total ...	31,2	44,4	34,3	1,0	—	39,8	38,0	—

Nota: Tomado de la Memoria del año civil 1964, del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Plantas de inyección

El problema de la conservación de gas requiere costosas instalaciones. Para el 31 de diciembre de 1964 existían operando en el país 52 plantas de inyección de gas con una capacidad efectiva de compresión de 70 millones de metros cúbicos por día.

Planta de gas licuado (L. P. G.)

El gas licuado se prepara a partir del gas natural mezclándolo con gases obtenidos en las refinerías y puede estar compuesto de propano, butano e isobutano, mezclas que se licúan a bajas temperaturas y moderadas presiones. Este gas se denomina en la literatura petrolera L. P. G. y puede ser almacenado y transportado como un líquido bajo presión en las conocidas bombonas de gas y utilizado más tarde en los lugares donde sea necesario como combustible gaseoso. Los L. P. G. comerciales pueden contener pequeñas cantidades de etano y sulfuros que permiten detectar los escapes. Los gases licuados no solamente se usan como combustibles sino también como materia prima para la preparación de productos petroquímicos y otras aplicaciones industriales.

En Venezuela las empresas petroleras han realizado grandes esfuerzos para la utilización del gas natural en este sentido y la Creole Petroleum Corporation construyó en Ulé una planta de gas licuado (L. P. G.) que tiene un valor de 40 millones de bolívares, la cual trabaja en íntima conexión con la Planta de Conservación de Gas Tía Juana Nº 1, una de las grandes plantas de inyección que tiene la compañía en el Lago de Maracaibo. La planta de L. P. G. fue diseñada para procesar el gas natural que la alimenta y tiene una capacidad para obtener 5.300 barriles de propano, 5.760 de butano y 6.010 de gasolina natural.

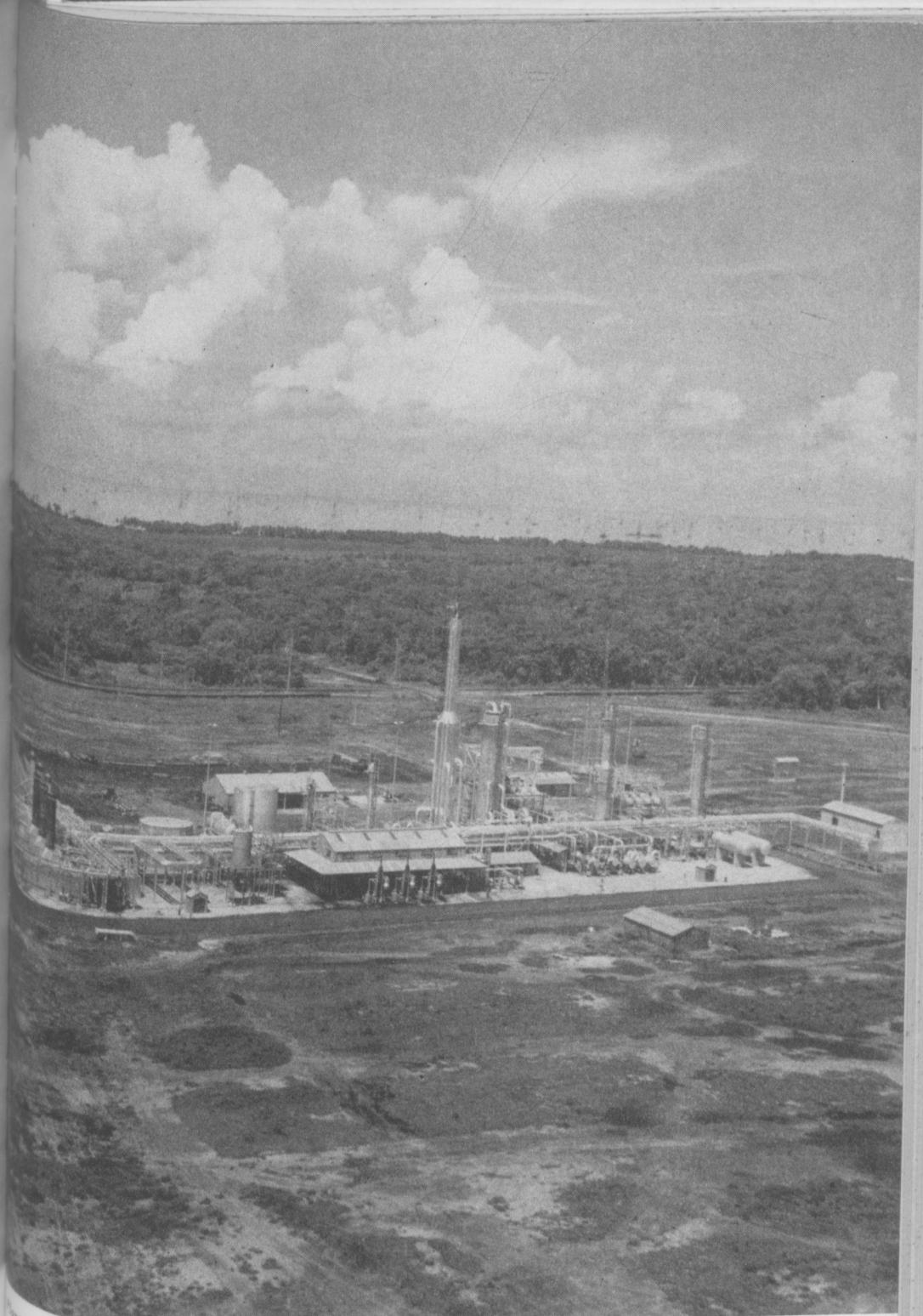
Gasolina natural

Como el gas natural contiene pentano, butano (isobutano) y otros hidrocarburos sencillos muy volátiles, de él se puede obtener por procesos especiales de separación la llamada gasolina natural. En Venezuela, cinco compañías petroleras poseen trece plantas destinadas a la obtención de gasolina natural y extrajeron para el 31 de diciembre

de 1964, 565.499 metros cúbicos. La gasolina natural sirve para aumentar la gravedad A. P. I. de diferentes tipos de crudos que de otra manera tendrían bajo valor comercial.

Usos petroquímicos

Anteriormente se ha dicho que el gas natural es también fuente para la preparación de diferentes productos petroquímicos. En Venezuela, en este sentido, el gas natural ha tenido poca utilización y sólo puede mencionarse su aplicación en la actualidad para la preparación de Negro-Humo con el fin de satisfacer las necesidades de la industria de neumáticos y un proyecto que tiene el Instituto Venezolano de Petroquímica para la producción de Amoníaco en las instalaciones de Morón. En la producción de negro humo que ha puesto en funcionamiento la United Carbon de Venezuela y el proyecto de Morón, la cantidad de gas utilizado alcanzará la cifra máxima de 350.000 metros cúbicos por día que representa un porcentaje insignificante de la producción neta de gas natural en el país. Este porcentaje de utilización se incrementará cuando se establezcan en el país plantas para la producción de materiales sintéticos tales como caucho, plásticos y solventes, pero su importancia por ahora seguirá siendo secundaria dentro del esquema general de utilización que hemos descrito.



Planta de gas licuado (L.P.G.) operada por la Creole en Ulé como parte de su programa de utilización del gas natural producido en sus campos lacustres.



Planta de inyección y conservación de gas en el Lago de Maracaibo.

CAPITULO IX

EL MERCADO PETROLERO

Importancia del petróleo para la economía nacional. El petróleo venezolano en los mercados mundiales. El mercado nacional

La importancia del petróleo para la economía de Venezuela, se pone de manifiesto en el hecho de que éste aportó, para 1964, los siguientes porcentajes de las magnitudes económicas que se mencionan a continuación:

1) El 30 por ciento del producto nacional bruto.

2) El 93 por ciento del valor de las exportaciones.

3) El 72,1 por ciento de los ingresos ordinarios del fisco nacional.

Cabe mencionar el hecho de que otros sectores en la economía venezolana, considerados aisladamente, participan con los porcentajes siguientes:

Industria del Hierro, alrededor del 5 por ciento del valor de las exportaciones.

Industria manufacturera, alrededor del 2 por ciento y el sector agrícola con algo menos del 1 por ciento.

Las cifras anteriores, tomadas en su totalidad de la Memoria de M. M. H. para el año 1964, ponen de manifiesto la importancia del sector petróleo para el sistema económico venezolano, y la cual se basa en el hecho incontrastable de que Venezuela es un país exportador de petróleo en gran escala.

En efecto, casi 3.400.000 b/d fueron producidos en los campos venezolanos en el año 1964.

La producción de petróleo por compañía en miles de b/d se indica en el cuadro que sigue:

PRODUCCION NETA DE PETROLEO CRUDO - 1963-1964

En miles de barriles diarios

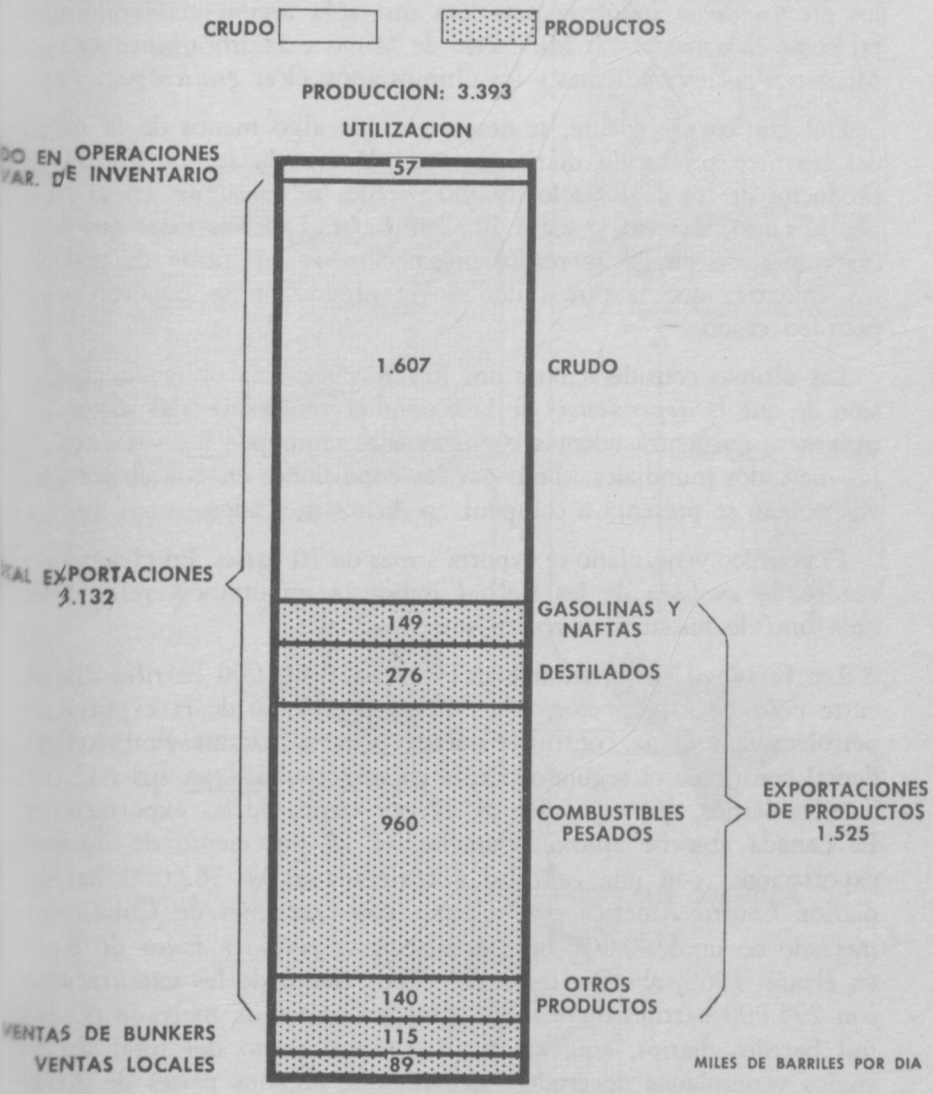
Compañía	*1964*	*1963*	*Variación %*
Creole	1.306,6	1.316,1	— 0,7
Shell	941,4	813,7	15,7
Mene Grande	402,6	406,2	— 0,9
Ven-Sun	210,9	186,0	13,4
Mobil	137,5	130,6	5,3
Texas	74,9	75,4	— 0,7
Texaco [1]	70,8	43,5	62,8
Phillips	65,0	68,5	— 5,1
Sinclair	53,4	55,9	— 4,5
Richmond	52,4	65,1	—19,5
Varco	18,2	22,1	—17,6
San Jacinto	16,7	20,7	—19,3
Signal	14,5	15,0	— 3,3
Petmer	8,3	11,5	—27,8
Coro	7,2	7,1	1,4
C.V.P.	6,4	3,2	100,0
Caracas	5,2	6,5	—20,0
Talón	0,8	0,9	—11,1
Total	3.392,8	3.248,0	4,5

[1] Antes Superior, Texaco desde el 21-2-64.

FUENTE: MMH.

Así como Venezuela es un gran productor de petróleo, las condiciones de su desarrollo le impiden consumir hasta ahora gran parte de su producción petrolífera; por lo tanto, la gran mayoría del petróleo venezolano, tanto en forma de petróleo crudo como de productos refinados ha de buscar colocación fuera de las fronteras vene-

PRODUCCION Y EXPORTACION DE VENEZUELA Y LAS ANTILLAS HOLANDESAS EN 1964



zonalas, donde, indudablemente, debe someterse a los vaivenes del mercado internacional.

En el gráfico que sigue se indica la utilización promedio de la producción de petróleo crudo venezolano durante el año 1964, haciendo la salvedad de que dichas cifras se refieren conjuntamente a Venezuela y a las Antillas Holandesas, ya que estas zonas configuran para los efectos de la industria petrolera una sola región geo-económica, tal como la considera el Ministerio de Minas e Hidrocarburos en sus Memorias correspondientes a los últimos años. *(Ver gráfico pág. 115).*

Del gráfico precedente, se desprende que algo menos de la mitad del petróleo producido diariamente en Venezuela se transforma en productos de los cuales sólo 89.000 barriles se consumen en el país; por lo tanto, el resto, o sea 1.525.000 barriles diarios tiene que buscar colocación en los mercados internacionales en forma de productos, mientras que la otra mitad de la producción se exporta como petróleo crudo.

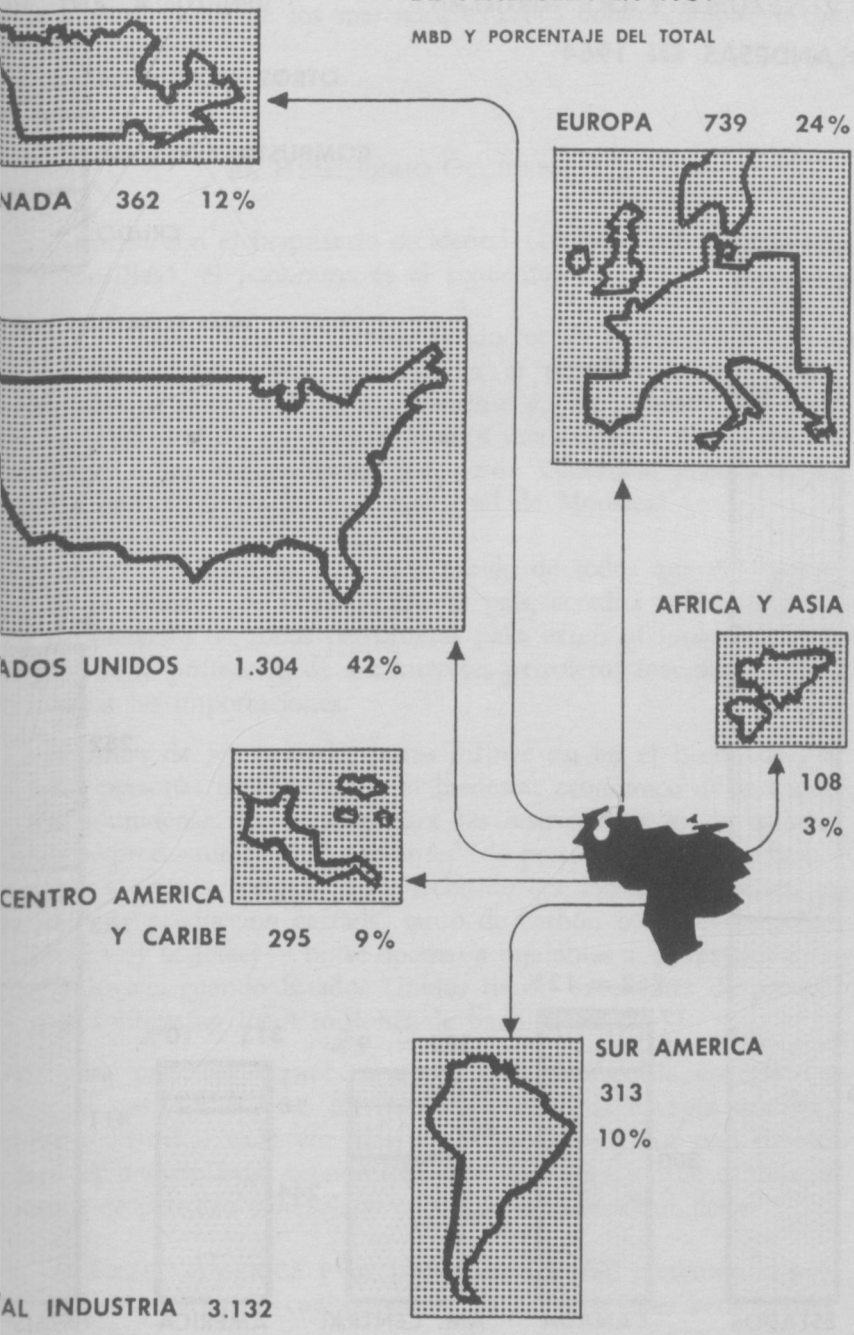
Las últimas consideraciones nos llevan, pues, a la obligada conclusión de que la *dependencia* de la economía venezolana del sector petrolero se encuentra además condicionada, tanto por los vaivenes de los mercados mundiales, como por las condiciones en que el petróleo venezolano se presenta a competir en dichos mercados.

El petróleo venezolano se exporta a más de 70 países. En el siguiente cuadro, la *anchura* de las flechas indica la importancia relativa de cada uno de nuestros mercados internacionales.

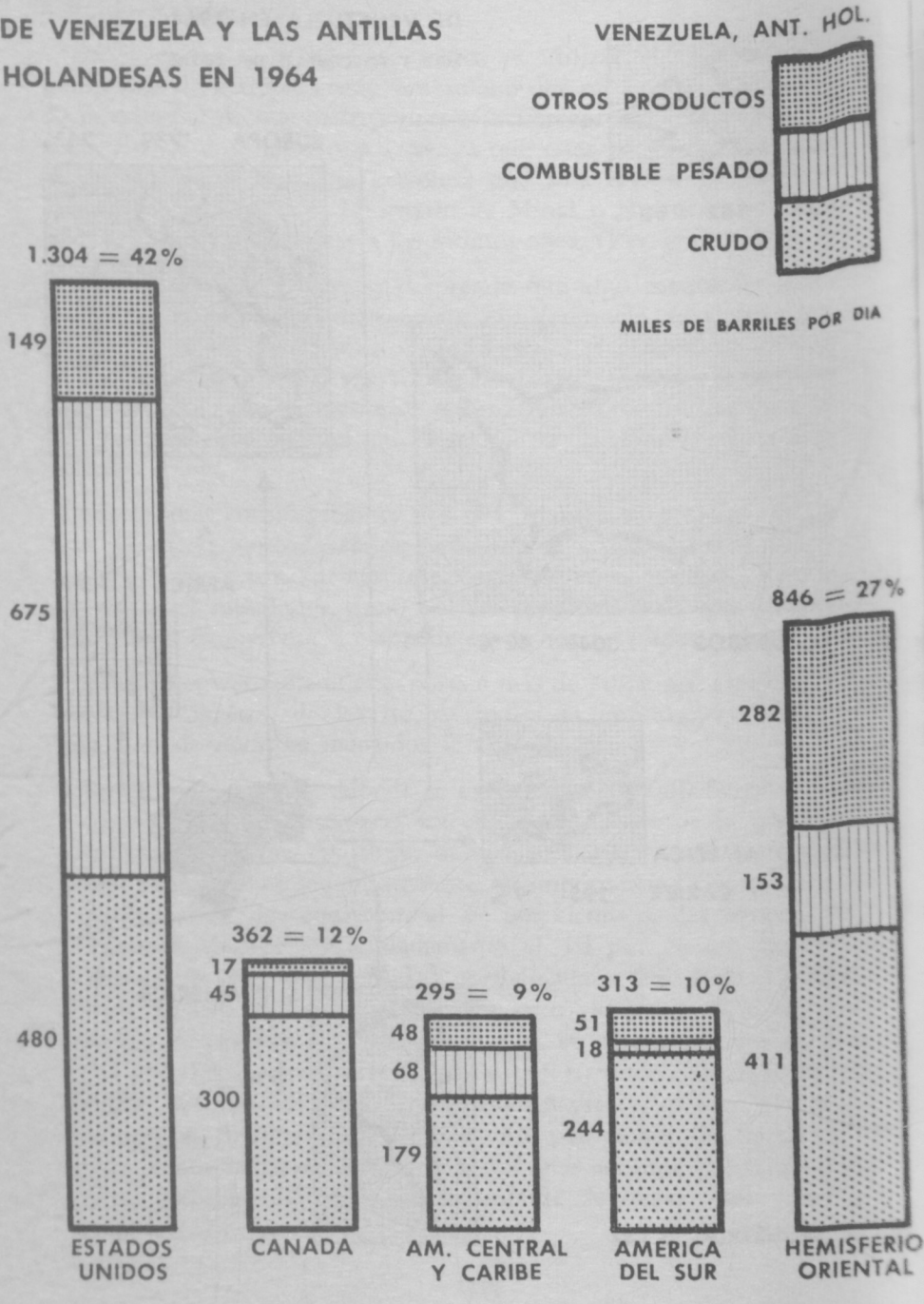
Los Estados Unidos, adonde se exportan 1.304.000 barriles diarios, entre petróleo y productos, o sea el 42 por ciento de la exportación petrolera venezolana, constituye nuestro principal cliente. Europa Occidental constituye el segundo cliente en importancia, con sus 812.000 barriles diarios, que equivalen al 27 por ciento de las exportaciones. El Canadá absorbe aproximadamente el 10 por ciento de nuestras exportaciones con una cantidad aproximada a los 362.000 barriles diarios. Centro América y el Caribe, con excepción de Cuba, cuyo mercado de unos 80.000 barriles diarios se perdió a favor de Rusia en el año 1960, absorbe cerca del 9 por ciento de las exportaciones con 295.000 barriles diarios. Sur América ofrece un mercado de 313 mil barriles diarios, equivalente al 10 por ciento del total de los envíos venezolanos de crudo, mientras que algunos países de Africa y Asia absorben el 4 por ciento restante de dicho total. *(Ver gráfico pág. 117).*

DESTINO DE LAS EXPORTACIONES PETROLERAS DE VENEZUELA EN 1964

MBD Y PORCENTAJE DEL TOTAL



EXPORTACIONES DE PETROLEO DE VENEZUELA Y LAS ANTILLAS HOLANDESAS EN 1964



Las cifras que hemos mencionado en párrafos precedentes, corresponden a las exportaciones del año 1964. Vale la pena comentar las condiciones actuales de los mercados externos donde compite el petróleo venezolano.

El Hemisferio Occidental

Empezando con el hemisferio occidental (Norte, Centro, Sur América y Antillas), el panorama es el siguiente:

1. Canada. Este país, como productor de petróleo que es, no puede colocar, por razones económicas, el petróleo de sus campos occidentales en la zona del este canadiense y, por lo tanto, exporta a la zona occidental de los Estados Unidos una cantidad más o menos, equivalente a las importaciones que, desde Venezuela y otros países se hacen con destino a la zona industrial de Montreal.

2. Estados Unidos. Es bien sabido de todos que el régimen legal de la tenencia de la tierra en ese país, acredita suficientemente a los propietarios de zonas petrolíferas para exigir al Gobierno Norteamericano la protección de sus intereses petroleros mediante las restricciones a las importaciones.

El régimen de tenencia de tierras influye así en el hecho de que haya unas personas interesadas en el bienestar económico de la industria estadounidense. La presión para las restricciones es de carácter político —productores "independientes" de petróleo e intereses carboníferos— y tiene su origen en el hecho de que existen excedentes de capacidad de producción cerrada, tanto de carbón como de petróleo. La Creole —y la Jersey— no se oponen a rajatablas a las restricciones; no sería lógico, cuando Estados Unidos tienen excedentes de producción que sobrepasan los 4 millones de barriles diarios.

Por otra parte, la competencia de otras fuentes de energía (el carbón, el gas natural y en un futuro no lejano la energía atómica) tienden a dificultar cada vez más, en la medida en que esas fuentes puedan ser desarrolladas económicamente, la colocación de cantidades crecientes de petróleo venezolano en el mercado estadounidense.

3. Centro America y las Islas del Caribe presentan el problema de una variación cualitativa en las exportaciones venezolanas.

En efecto, en los últimos años se observa la tendencia a sustituir las importaciones de productos refinados, más costosos en promedio, por importaciones de petróleo crudo para ser refinado en las plantas refinadoras instaladas en esas regiones, con el propósito definido de ahorrar divisas, de contribuir a la industrialización local, aprovechar nuevos métodos de administración y en muchos casos satisfacer anhelos nacionalistas.

4. EL MERCADO SURAMERICANO se caracteriza, actualmente, por las siguientes condiciones:

a) La Argentina, tradicionalmente un buen cliente para el petróleo venezolano, se ha hecho casi autosuficiente. Además, desde hace cierto tiempo, importa cada vez menos petróleo y productos desde Venezuela y más de la URSS.

b) Los otros dos clientes importantes en el mercado suramericano, Brasil y Uruguay, constituyen un campo de batalla comercial donde ha salido victorioso el petróleo procedente de Rusia y el Medio Oriente, debido a que esos países compiten en esos mercados con precios que llegan muchas veces a la mitad de las cotizaciones venezolanas. En el caso de las exportaciones soviéticas, cabe señalar que éstas muchas veces tienen como objeto primordial la penetración política y la distorsión del mecanismo de precios establecidos en esos mercados.

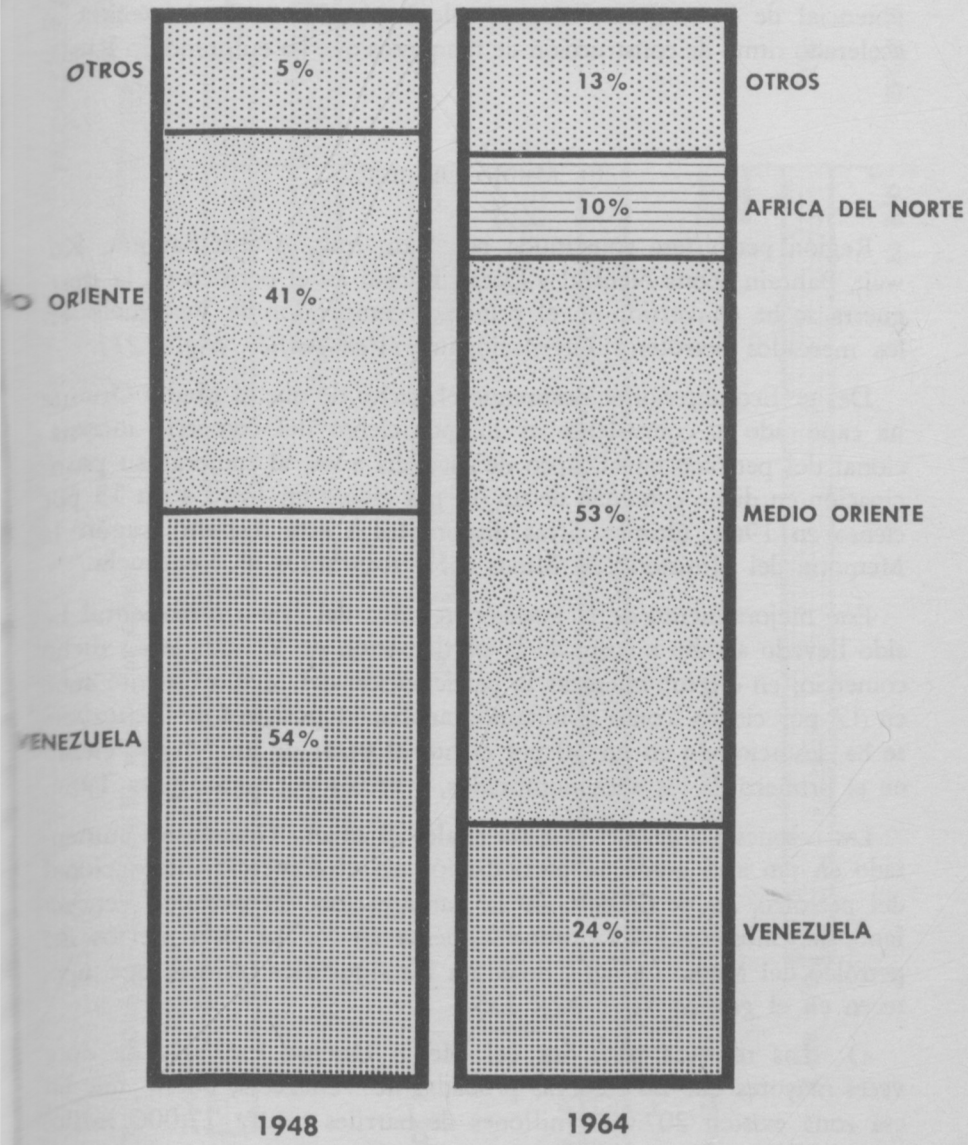
Otro factor determinante que facilita la penetración del petróleo ruso en los países del Mundo Libre, lo constituye el hecho de que el petróleo suministrado por los soviéticos es pagadero en especie (café en el caso de Brasil, por ejemplo), lo que constituye un atractivo por la economía de divisas que conlleva estas operaciones de trueque.

En cuanto al hemisferio oriental (Europa Occidental, Asia, Africa), cabe destacar que aquí el petróleo venezolano enfrenta no sólo la competencia de los petróleos mesorientales y soviéticos, sino también la de petróleos provenientes de Libia, Argelia y Nigeria. Los crudos de estos países ofrecen una marcada competencia para los crudos venezolanos, no sólo por el hecho de que son de menor costo, sino también porque en algunos casos (crudo de Argelia en Francia) reciben tratamiento preferencial de los países importadores.

Debemos, además, mencionar que es de esperarse que la competencia del petróleo procedente de la Unión Soviética aumentará cada vez más en Europa Occidental, debido, por una parte, a la construc-

COMERCIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO

POSICION RELATIVA DE LAS FUENTES ABASTECEDORAS



ción del llamado Oleoducto de la Amistad. Cuando esta red de oleoductos y terminales esté en pleno funcionamiento, la Unión Soviética estará en capacidad de colocar sus exportaciones de petróleo y productos petrolíferos en forma más económica en el corazón industrial de Europa. Lo que no le es factible hoy día, cuando debe recurrir casi exclusivamente a fletar tanqueros extranjeros. Otro indicio del futuro potencial de las exportaciones petroleras soviéticas nos lo señala el acelerado ritmo de construcción de tanqueros que ha emprendido Rusia.

El Medio Oriente

Región petrolífera constituida por Irán, Irak, Arabia Saudita, Kuwait, Bahrain, Zona Neutral y Qatar, la cual en el período de la postguerra se ha convertido en el principal competidor de Venezuela en los mercados petroleros internacionales *(Ver gráfico pág. 121)*.

Del gráfico anterior se desprende el hecho de que el Medio Oriente ha capturado el equivalente al 12 por ciento del comercio internacional del petróleo en el lapso de dieciséis años, al mejorar su participación en dicho comercio de un 41 por ciento en 1948 a un 53 por ciento en 1964, últimas cifras disponibles a este respecto, según la Memoria del Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela.

Este mejoramiento de la posición relativa del crudo mesoriental ha sido llevado a cabo a costa de la participación de Venezuela en dicho comercio; en efecto: mientras la participación del Medio Oriente sube en 12 por ciento, como apuntamos arriba, la posición de Venezuela se ha desmejorado en un 30 por ciento al pasar de un 54 por ciento en el primero de los años nombrados, a un 24 por ciento para 1964.

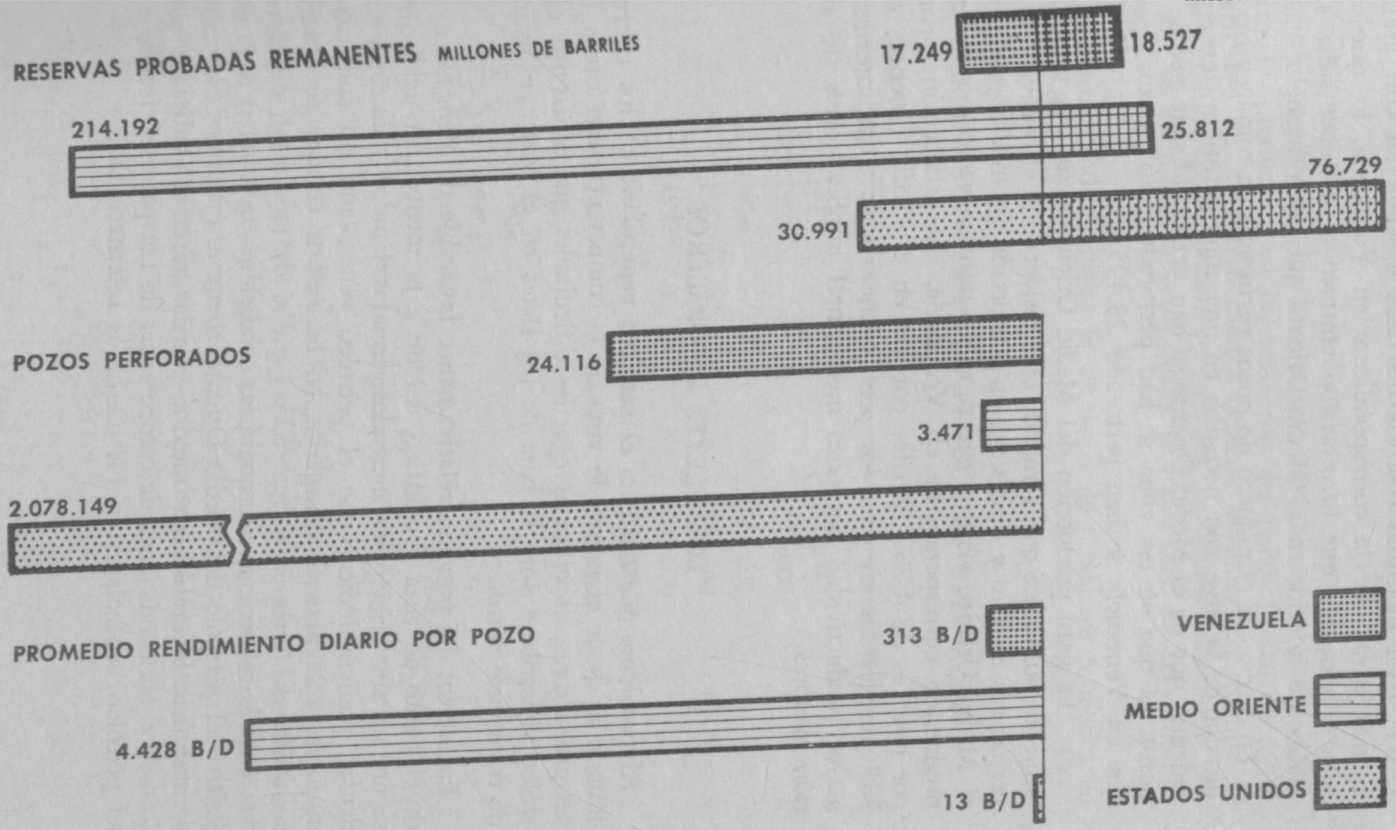
Las razones principales por las cuales el Medio Oriente ha aumentado en tan alto grado su participación en el comercio internacional del petróleo, en detrimento de la participación del petróleo venezolano, debemos buscarlas primordialmente en los menores precios del petróleo del Medio Oriente, debido a los siguientes factores que aparecen en el *gráfico de la pág. 123*.

a) Las reservas probadas del Medio Oriente son más de doce veces mayores que las reservas probadas de Venezuela, puesto que en esa zona existen 207.000 millones de barriles contra 17.000 millones en Venezuela.

ZONAS PETROLERAS DE MAYOR IMPORTANCIA EN 1964

PRODUCCION ACUMULADA

MILLONES DE BARRILES


RESERVAS PROBADAS REMANENTES MILLONES DE BARRILES
17.249
18.527
214.192
25.812
76.729
30.991
POZOS PERFORADOS
24.116
3.471
2.078.149
PROMEDIO RENDIMIENTO DIARIO POR POZO
313 B/D
4.428 B/D
13 B/D
VENEZUELA
MEDIO ORIENTE
ESTADOS UNIDOS

b) Tan fabulosas reservas han sido descubiertas con siete veces menos pozos que la correspondiente en Venezuela, lo que da una idea aproximada que la inversión también debe haber sido substancialmente inferior en el Medio Oriente que en Venezuela.

En efecto: Si el número de pozos perforados se toma como un indicador de la inversión necesaria en una zona petrolera determinada, tenemos que en el Medio Oriente se han perforado siete veces menos pozos, ya que en esa zona se han perforado 3.263 pozos, mientras que en Venezuela se han perforado 23.495.

c) La gran producción del Medio Oriente y su alta tasa de crecimiento nos indica que, tomando en consideración el número de pozos perforados en uno y otro sitio, la producción promedio por pozo en el Medio Oriente viene a ser cerca de catorce veces mayor que la producción correspondiente en Venezuela. La producción promedio por pozo es de 4.282 barriles por día en el Medio Oriente, contra 307 barriles diarios para los pozos venezolanos. Lógicamente, esta mayor productividad por pozo mesoriental implica costos de operación menores.

LOS FLETES PETROLEROS

Al problema que enfrenta el petróleo venezolano en los mercados mundiales desde el punto de vista de la competencia con otras fuentes productoras, debemos agregar las dificultades que confronta el petróleo venezolano ante la baja de los fletes en el mercado mundial de transporte petrolero.

En efecto: La posición relativamente favorable de Venezuela, desde el punto de vista geográfico, debido a la menor distancia que la separa de sus principales mercados, Estados Unidos y Europa Occidental, pudiera indicar que el petróleo venezolano no confrontará mayores problemas. Sin embargo, en la medida en que se abaratan las tarifas de fletes en el mercado mundial de tanqueros, disminuirá esta ventaja relativa, puesto que a las condiciones que hacen más competitivo el petróleo del Medio Oriente, viene a agregarse esta nueva circunstancia favorable que mejora, por las razones explicadas anteriormente, las condiciones de competencia de ese petróleo frente a la del petróleo venezolano en los mercados internacionales.

MERCADO NACIONAL

En Venezuela, el consumo de derivados del petróleo (incluyendo combustible pesado para los buques que navegan en el comercio internacional) producidos en las refinerías del país, alcanzó en 1964 a la cantidad de 9.844.648 metros cúbicos, volumen equivalente al 13 por ciento aproximadamente de los productos obtenidos por medio de los diferentes procesos que se llevan a cabo en las refinerías existentes.

El siguiente cuadro registra la demanda de productos refinados en los últimos diez años:

DEMANDA INTERNA DE PRODUCTOS REFINADOS
(en m^3)

1954	5.219.000
1955	6.170.000
1956	7.181.000
1957	8.223.000
1958	7.612.000
1959	7.798.000
1960	7.422.000
1961	7.388.000
1962	8.998.300
1963	9.255.009
1964	9.844.648

Si discriminamos el consumo de derivados para analizar cómo ha variado la demanda de cada uno de ellos durante el lapso de diez años que estamos considerando, encontramos que, si se excluyen los productos consumidos por la industria petrolera, los totales utilizados por otros sectores industriales y en actividades domésticas, fueron:

CONSUMO INTERNO
(en m^3)

	1955	*1956*	*1957*	*1958*	*1959*
Gasolina de motor	1.597.000	1.787.000	1.972.000	2.091.000	2.275.000
Gasolina blanca	30.000	28.000	27.000	25.000	22.000
Gas. de aviación	5.000	20.000	60.000	104.000	124.000
Kerosén	448.000	484.000	508.000	516.000	545.000
Turbo fuel	3.000	8.000	11.000	15.000	20.000
Diesel-Gasóleo	418.000	473.000	627.000	638.000	692.000
Combustible pesado	457.000	440.000	453.000	443.000	514.000
Asfalto	133.000	151.000	161.000	128.000	143.000
Aceites lubricantes	9.000	10.000	14.000	18.000	25.000
Otros	11.000	13.000	17.000	17.000	25.000

	1960	*1961*	*1962*	*1963*	*1964*
Gasolina de motor	2.289.000	2.380.000	2.428.000	2.512.567	2.718.967
Gasolina blanca	20.000	18.000	17.000	15.666	14.713
Gas. de aviación	91.000	67.000	60.000	58.599	62.647
Kerosén	557.000	586.000	595.000	614.426	628.270
Turbo fuel	21.000	14.000	10.000	12.537	17.902
Diesel-Gasóleo	656.000	672.000	672.000	712.369	791.985
Combustible pesado	452.000	411.000	457.000	408.689	357.273
Asfalto	167.000	185.000	246.000	282.478	317.365
Aceites lubricantes	33.000	43.000	54.000	57.911	69.253
Otros	26.000	30.000	40.000	38.184	47.372

Nota: En la presente tabla no se incluyen las ventas de combustible pesado para las flotas internacionales, que alcanzaron en 1964 a 3.049.693 M^3.

Fuente: Memoria M. M. H.

Como puede apreciarse, el producto de mayor importancia en el mercado nacional es la gasolina de motor, tanto por el volumen de ventas como por ser el derivado que registró mayor incremento en su demanda en el transcurso del período mencionado.

De los tres tipos de gasolina de motor que se ofrecen al público, las de calidad superior habían venido captando de modo sensible el mercado hasta 1959, mientras la gasolina corriente mostraba cierta tendencia al descenso. El empleo de automóviles pequeños en proporción creciente y los nuevos impuestos a la gasolina de calidad superior (1961), han favorecido una estabilización de la cantidad de gasolina corriente consumida en el país.

CONSUMO DE GASOLINA DE MOTOR

(en miles de m.^{3})

	1955	*1956*	*1957*	*1958*	*1959*
Gasolina 74-76 Octanos	1447	1505	1486	1404	1340
Gasolina 77-84 Octanos	—	133	337	498	704
Gasolina más de 85 Octanos	150	149	149	231	
Consumo Total	1597	1787	1972	2275	

	1960	*1961*	*1962*	*1963*	*1964*
Gasolina 74-76 Octanos	1234	1298	1344	1313	1320
Gasolina 77-84 Octanos	810	846	862	963	1106
Gasolina más de 85 Octanos	245	236	222	236	292
Consumo Total	2289	2380	2428	2513	2719

Fuente: M. M. H.

La evolución del consumo de la gasolina de motor queda mejor demostrada al observar que el volumen consumido en 1963 representa un aumento del 78 por ciento con respecto al volumen consumido en 1954. Este ostensible incremento está determinado por el aumento del transporte automotor, especialmente el destinado a personas. La matriculación de vehículos ha crecido en los últimos diez años a una rata de más del 10 por ciento anual. El siguiente cuadro muestra el total de vehículos matriculados en los últimos cinco años:

TOTAL DE VEHICULOS DE PASAJEROS Y CARGA *

Año	*Total Vehículos*	*Automóviles Particulares*	*Alquiler*	*Autobuses*	*Carga*
1959	339.100	209.447	29.548	6.800	93.305
1960	370.399	235.957	32.736	6.800	94.906
1961	393.934	243.779	33.598	6.105	110.452
1962	425.004	267.655	32.250	7.215	117.884
1963	461.617	295.226	32.948	7.913	125.530

* Excluidos los de las Fuerzas Armadas Nacionales, Ambulancias y Bomberos.

La gasolina de motor y sus precios

Los precios de la gasolina constituyen un aspecto muy importante del mercado nacional de derivados del petróleo, porque deben estar condicionados al interés de tres sectores, como son: el gobierno, las empresas vendedoras y el público consumidor. Un breve análisis de ellos, para el Area Metropolitana de Caracas, en los diferentes tipos de gasolina, nos da a conocer las diferentes fluctuaciones que se han registrado en el precio de venta de este combustible, de acuerdo con su octanaje.

La gasolina llamada corriente, tiene las siguientes fluctuaciones de precios desde 1937 hasta 1945:

1937	Gasolina blanca	0,20 Bs. litro
1940 (febrero)	" "	0,17 "
1940 (julio)	Gasolina roja con TEP *	0,16 "
1940 (noviembre)	" " "	0,20 "
1942 (octubre)	" " "	0,25 "
1944 (junio)	" " "	0,20 "
1945 (diciembre) **	" " "	0,10 "

* Tetraetilo de plomo.

** Desde esta fecha hasta el presente, esta gasolina mantiene el mismo precio, pues en 1945 el Gobierno Nacional congeló el precio en 0,10 bolívares por litro.

Esta relación de precios pone en evidencia que la gasolina corriente, de haberse incrementado notablemente los costos de producción, hoy en día tiene un precio que representa el 50 por ciento menos que hace veinticinco años.

Al requerir el mercado una gasolina de calidad superior para los automóviles con motores de mayor compresión, en 1951 se introdujo un nuevo tipo de gasolina que satisfizo ampliamente las exigencias de los consumidores. Sus precios han sido los siguientes:

1951	Bs. 0,20 litro
1954	Bs. 0,21 "
1961	Bs. 0,25 "

Los altos costos de elaboración de esta gasolina hacen imposible colocarla en el mercado a un precio asequible para un gran sector de consumidores. Por tanto, se elaboró una gasolina intermedia, cuya evolución de precios es como sigue:

1956	Mayo	Bs. 0,14 litro
1961	Julio	Bs. 0,17 "
1962	Mayo	Bs. 0,15 "

Las estadísticas demuestran que el automovilista venezolano es tal vez el que menos paga por cada litro de gasolina consumido. En el cuadro siguiente, observamos que un automovilista francés o italiano debe pagar seis veces más por litro, un alemán cinco veces más y un norteamericano tres veces más. Aunque debe advertirse que en la composición siguiente la calidad (el octanaje) de las gasolinas no es estrictamente comparable de país a país, pero se escogió en cada país la gasolina de menor octanaje obtenible:

COMPARACION DE DATOS ESTADISTICOS. DIVERSOS PAISES
1964

País	*Total Automóviles*	*Habitantes por automóvil*	*Consumo Anual Gasolina Motor (miles de litros)*	*Precio gasolina corriente (céntimos de Bs. por litro)*
Estados Unidos	83.500.000	2,3	256.958.844	34,8
Canadá	6.282.900	2,9	18.659.952	36,4
Francia	8.054.800	5,9	10.089.602	84,9
Inglaterra	7.375.000	7,2	12.868.165	66,3
Alemania	7.936.000	7,2	12.765.620	63,0
Italia	3.829.000	13,0	7.442.836	77,4
Argentina	725.000	29,1	3.720.067	35,8
Colombia	120.000	123,1	1.848.189	17,6
México	644.100	57,8	5.483.755	28,1
Venezuela	359.000	21,9	2.683.800	10,0

La gasolina de aviación tuvo un consumo que fue en aumento hasta el año de 1959, cuando su utilización comenzó a declinar como consecuencia del empleo creciente de aviones con motores dotados de turbina.

El kerosén ha mantenido un ritmo de constante aumento en su demanda, pese al hecho de que cada vez se generaliza más el empleo del gas natural y de la electricidad en los quehaceres domésticos. Como es sabido, el precio del kerosén está controlado por el Gobierno desde 1945.

La demanda en el mercado venezolano de los combustibles del tipo Diesel y Gas Oil experimentó un continuo aumento hasta 1959, pero en 1960 decayó. En los años siguientes su consumo volvió a adquirir el ritmo de aumento progresivo como consecuencia de la revitalización de la industria de la construcción.

El consumo de fuel-oil ha registrado un descenso en los últimos años, por razón del desplazamiento de que es objeto por parte del gas natural. Este combustible se está imponiendo en el mercado, tanto por su mayor poder calorífico como por la limpieza de su combustión.

El consumo de asfalto, que disminuyó en 1958, mantiene un nivel de ascenso debido al desarrollo de un programa de construcción de vías de penetración a regiones agrícolas y al mantenimiento de las carreteras existentes. Durante los años que se analizan, los lubricantes mantuvieron una tendencia marcadamente creciente y, por último, en el renglón OTROS se incluyen aquellos derivados que, como la parafina, los solventes, etc., no representan grandes volúmenes en el consumo.

CAPITULO X

EL PETROLEO Y LA HACIENDA PUBLICA

Venezuela y su participación fiscal en la industria petrolera. Régim impositivo de la industria. Evolución. Impuestos y otros gravámen

IMPUESTOS

Con mucha frecuencia surgen preguntas y opiniones sobre cuán paga realmente en impuestos la industria petrolera, si puede o continuar compitiendo exitosamente bajo las condiciones existent o si puede aún absorber incrementos adicionales en los gravámen que soporta, sin perder aceleradamente su posición en el mercad mundial, con las consiguientes repercusiones graves e inmediatas pa la economía de Venezuela.

El propósito de este capítulo, sin pretender agotar el tema, es de ofrecer a grandes rasgos, algunos comentarios al respecto. Toda las cifras que se utilizarán para ilustrarlo las hemos tomado de fuen tes oficiales, particularmente de la Memoria del Ministerio de Mina e Hidrocarburos, correspondiente al año 1964.

La Nación ha recibido en los últimos años (1951 a 1964) l suma de 36.463 millones de bolívares provenientes de impuestos la industria petrolera, de este total corresponden al Impuesto sobr la Renta 15.383 millones de bolívares, o sea un 42 por ciento al Impuesto de Explotación, regalía o "royalty" corresponden 18.792

millones de bolívares y representa un 52 por ciento; por pago de otros impuestos (superficial, aduanas y otros) 2.288 millones de bolívares, o sea un 6 por ciento.

IMPUESTOS CAUSADOS: DE HIDROCARBUROS, SOBRE LA RENTA, ADUANAS Y OTROS, A LA INDUSTRIA PETROLERA, 1951-1964

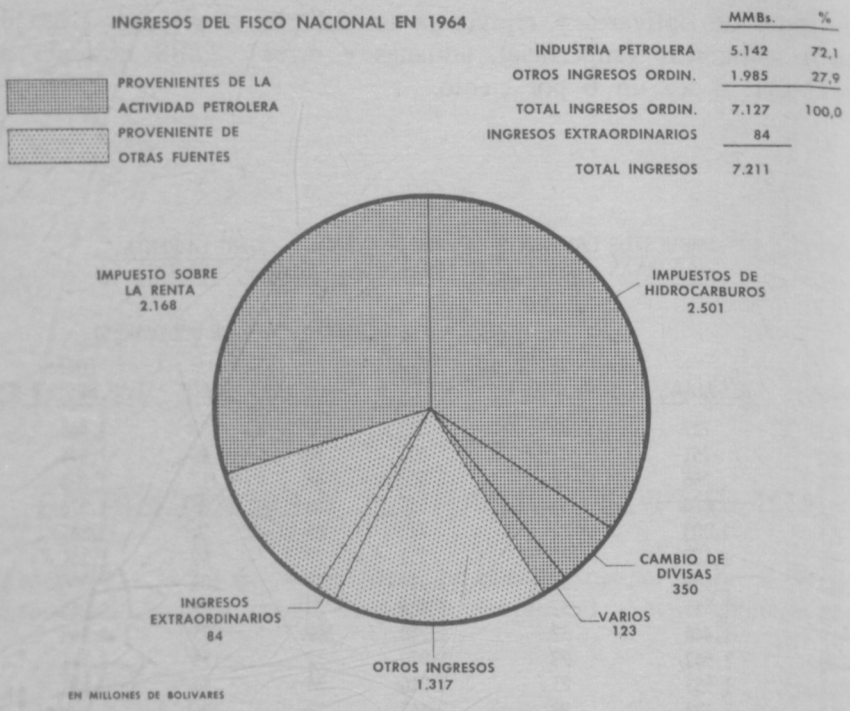
(EN MILLONES DE BOLIVARES)

AÑOS	REGALIAS	IMPUESTO SUPERFICIAL	IMP. S/RENTA	ADUANAS	OTROS	TOTAL IMP. REGULARES
1951	727	32	525	72	92	1.448
1952	751	31	594	70	98	1.544
1953	786	31	507	66	112	1.502
1954	874	31	585	60	26	1.576
1955	1.003	31	712	65	30	1.841
1956	1.188	31	931	72	59	2.281
1957	1.550	31	1.199	101	109	2.990
1958	1.415	32	1.465	76	78	3.066
1959	1.444	32	1.260	49	75	2.860
1960	1.503	28	1.070	32	78	2.711
1961	1.553	23	1.216	24	83	2.899
1962	1.703	20	1.462	27	96	3.308
1963	1.731	19	1.544	27	96	3.417
1964	2.564	20	2.313	27	96	5.020
TOTAL	18.792	392	15.383	768	1.128	36.463

Fuente: Memoria M-M. H-1964
Apéndice Estadístico I-191

En 1964 el Fisco Nacional recibió 4.800 millones de bolívares en impuestos provenientes de la industria petrolera, lo cual representó el 60 por ciento de los ingresos fiscales, excluyendo las emisiones del Tesoro y los empréstitos. Este 60 por ciento no incluye los pagos por servicios o tasas y los ingresos provenientes de las ventas de divisas petroleras, las cuales, si se toman en cuenta, elevarían esta participación al 72,1 por ciento de los ingresos ordinarios del fisco nacional, o sea 5.142 millones de bolívares sobre un total de 7.127 millones de bolívares.

En el año de 1943 entran en vigencia dos nuevas leyes que unifican las obligaciones tributarias dispersas en contratos personales, có-



FUENTE: *Informe Económico del B. C. V. - 1964.*

digos de minas y otras leyes. Nos referimos en primer lugar, a la Ley de Minas e Hidrocarburos de esa fecha que especifica los siguientes impuestos:

a) Exploración,
b) Inicial de Explotación,
c) Superficial,
d) Explotación,
e) Consumo, transporte y otros de menos importancia.

La otra Ley puesta en vigencia fue la Ley de Impuestos sobre la Renta, la cual ha sufrido posteriormente varias modificaciones, algunas de gran transcendencia por el aumento que han significado en la carga impositiva.

Contempla tres fases:

a) Cedular,
b) Complementario,
c) Adicional.

También está gravada la industria petrolera por otros impuestos como el de estampillas, tasa de peaje por la Barra de Maracaibo, de Aduanas y otros relativamente de menor importancia.

Las empresas han solicitado en diversas oportunidades la revisión de algunas estipulaciones tales como la determinación del valor mercantil del petróleo que se paga por concepto de la regalía o impuesto de explotación. Otro aspecto interesante ha sido la no deducibilidad, a los fines del Impuesto sobre la Renta de algunos gastos hechos en el exterior, los cuales son esenciales para colocar en los mercados el petróleo venezolano.

Veamos brevemente las características de cada uno de estos impuestos y el aporte de cada uno de ellos al Fisco Nacional:

Impuesto de Exploración

La concesión de Exploración tiene una duración de tres años, y la Ley prevée un impuesto de 2 bolívares por hectárea por año durante todo el tiempo que dure la concesión. Este impuesto se liquida por anualidades adelantadas. Mediante este pago fraccionado se pretende incitar al concesionario a acortar el período de la exploración para que sus concesiones, en el menor tiempo posible, entren a pagar el canon superficial, es decir, para convertir su concesión de exploración a explotación a rendir rentas a la Nación por concepto de regalías.

Impuesto Inicial de Explotación

El Impuesto Inicial de Explotación es de ocho bolívares por hectárea y se aplica solamente por una vez cuando se otorga una nueva concesión. No obstante, cuando se otorgaron concesiones bajo el imperio de la Ley de 1943, la Nación recabó ventajas especiales mediante un aumento en el impuesto inicial de explotación. La Ley autoriza este procedimiento y las ventajas a menudo han resultado en el pago de bonos a través del Impuesto Inicial de Explotación. Así, pagos sustanciales fueron obtenidos por concesiones otorgadas durante los años 1936-37, 1943-44 y 1956-57.

Impuesto Superficial

Todas las concesiones pagan un impuesto superficial desde el momento en que son otorgadas. Se empieza a pagar desde la fecha en que el Ministerio de Minas e Hidrocarburos aprueba la parcela que

se ha seleccionado para su desarrollo. El impuesto superficial se paga trimestralmente por adelantado, desde el primero de enero de cada año. Toda hectárea o fracción de hectárea otorgada en concesión, pagará un impuesto superficial escalonado así:

Bs. 5 anuales por hectárea durante los 10 primeros años.
Bs. 10 anuales por hectárea durante los 5 años siguientes.
Bs. 15 anuales por hectárea durante los 5 años siguientes.
Bs. 20 anuales por hectárea durante los 5 años siguientes.
Bs. 25 anuales por hectárea durante los 5 años siguientes.
Bs. 30 anuales por hectárea durante el resto del término de la concesión.

De la suma de los impuestos superficiales que en cada trimestre deba pagar cualquier concesionario sobre el área total correspondiente a sus concesiones, se le exonerará una suma igual al monto del impuesto de explotación que el mismo concesionario haya pagado en el trimestre anterior por los productos de todas las parcelas que tenga en explotación. Esta exoneración sólo se acordará hasta concurrencia de las cantidades en que los impuestos superficiales excedan de un bolívar y veinticinco céntimos por trimestre y por hectárea.

Esta exoneración condicionada, que en nada menoscaba el pago, completo e ineludible, que el concesionario debe hacer a la Nación por concepto de impuesto de explotación, trae consigo varias ventajas: a) es un aliciente para que el concesionario produzca petróleo tan pronto como le sea posible y evita que concesionarios negligentes detenten vastas extensiones sin ningún género de producción y ociosas. b) El carácter de impuesto progresivo según el tiempo de retención de la concesión y las ventajas de la exoneración, evitan que las concesiones estén en manos de intermediarios que las detenten para negociarlas con un provecho egoísta que excluye el de la Nación.

Impuesto de Explotación

El Impuesto de Explotación, conocido también como Regalía o "royalty", es igual al 16 2/3 por ciento del petróleo crudo extraído, medido en el campo de producción, en las instalaciones donde se efectúa la fiscalización. También se grava con este impuesto el asfalto natural extraído y el gas natural enajenado o utilizado como combustible.

El pago correspondiente al impuesto se hará total o parcialmente en especie o en efectivo a elección del Ejecutivo Nacional.

El pago en especie no involucra problema de evaluación por parte de los concesionarios.

Para la percepción del impuesto en efectivo existen varias disposiciones legales, entre las cuales se encuentran las siguientes:

a) Pago de acuerdo con el valor mercantil del crudo en el campo de producción. Dicho valor, que en ningún caso podrá ser inferior al correspondiente valor mínimo establecido en la Ley, será calculado sobre las bases establecidas convencionalmente entre el Ministerio de Minas e Hidrocarburos y el concesionario, tomándose en cuenta las cotizaciones para el petróleo venezolano o equiparando ésta a otro petróleo similar que tenga un mercado amplio y por ende aceptado en la industria como patrón de valor para petróleos de calidad y características similares, y además los factores que sirvan para fijar el precio en el puerto venezolano de exportación, conforme a las prácticas de la industria. (Art. 50 de la Ley, parágrafo 2º y 3º, y Artículo 65 y 66 del Reglamento correspondiente).

b) De acuerdo con el Artículo 67 del mismo Reglamento, y conforme a la práctica generalmente establecida en la industria, podrá también determinarse el valor mercantil del petróleo por medio del valor de los diversos productos que se obtienen en su destilación.

FORMULA DE 1951

Después de detenidos estudios por el Ministerio y la industria en los que colaboraron peritos designados por ambas partes, se arribó en septiembre de 1951 a una nueva fórmula con efectos retroactivos a la fecha del denuncio de los convenios en 1949. La fórmula de 1951 introdujo como elemento nuevo el precio del combustible pesado "Bunker C" en el Golfo de Méjico, equiparándolo con el precio del crudo venezolano de 14° API. Para crudos de gravedad superior a los 25° API se seguía esencialmente el sistema de los convenios 1943/44, y para crudos entre 14° y 25°, se interpolaba entre los valores así indicados para estos límites de gravedades.

Desde el comienzo de su vigencia, la fórmula de 1951 arrojaba valores ligeramente superiores a los valores comerciales verdaderos del petróleo, pero se esperaba que esta diferencia se mantendría den-

tro de límites razonables, tomando en cuenta que en la práctica la fórmula tenía que:

1) Ser sencilla en su aplicación.

2) Dar valores que pudieran aplicarse a todos los petróleos producidos por las diferentes empresas.

Pero según esta fórmula las Empresas pagan el impuesto según unos valores mercantiles inflados que exceden considerablemente a los precios vigentes en el mercado internacional. La razón fundamental de esta diferencia es que el valor que según la fórmula se asigna a los petróleos para fines de este impuesto permanece ligado a los precios de referencia de los crudos de Texas, precios estos que se mantienen altos, gracias a la demanda interna y a las restricciones a las importaciones en los Estados Unidos, que los protege contra la competencia del petróleo de otros países.

La aplicación de la fórmula a que nos hemos referido ha llegado a reflejar valores que exceden en 25 por ciento a los valores de los crudos cotizados en Venezuela, valores estos que a su vez exceden a los precios reales de venta.

FORMULA DE REGALIA

La fórmula vigente para calcular el valor de regalía de los crudos venezolanos propuesta por el Consejo Técnico de Hidrocarburos es la siguiente:

a) El valor de los petróleos de 25° API o más será determinado utilizando como crudos de referencia, los petróleos de East Texas y de West Texas o una mezcla de ambos.

b) El valor del petróleo crudo de 14° API será determinado por el promedio de las cuatro cotizaciones más bajas de Platt's [1] para el petróleo combustible Bunker "C" [2] en los puertos de embarque de la

1. PLATT'S OILGRAM es una publicación diaria, especializada en asuntos petroleros, en cuya sección de precios se publican las cotizaciones diarias de los precios de los crudos de todo el mundo.

2. BUNKER "C", también conocido como "Fuel Oil Nº 6", es un combustible pesado utilizado principalmente en barcos, instalaciones industriales y plantas eléctricas.

Costa del Golfo de México menos un centavo americano por concepto de gastos de carga.

c) El valor de los crudos de 14° y 25° se calculará por interpolación lineal entre el precio del petróleo de 25° API West Texas en la Costa del Golfo de México y el precio del combustible Bunker "C" considerado como equivalente al petróleo de 14° API.

d) El valor de los crudos de 14° a 12,5° API se establecerá por extrapolación de la línea recta en "C" con un diferencial máximo de 0,6 centavos de dólar por barril por 0,1° API.

e) El valor de los crudos pesados por debajo de 12,5° API, será fijado mediante convenios especiales.

GRAVAMENES PREVISTOS EN LA LEY DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA

En el año de 1942 fue aprobada por el Congreso Nacional la primera LEY DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA, la cual entró en vigencia el 1º de enero de 1943. Posteriormente ha sufrido una serie de modificaciones, entre ellas las de 1944, 1946, 1948, 1956, 1958 y últimamente en febrero y julio de 1961.

La mayoría de las modificaciones no la han afectado en su estructura básica sino que han tendido a tecnificarla, a aclarar conceptos y disposiciones, y en algunos casos, a incrementar los tipos o porcentajes del impuesto. No obstante, algunas de las modificaciones han significado cambios de más trascendencia desde el punto de vista de la industria petrolera, entre las cuales destacaremos las siguientes:

a) La elevación de la tasa del complementario en 1946, de un máximo de 9,5 por ciento al 26 por ciento.

b) La introducción del Impuesto Adicional en 1948, por medio del cual se aseguró la repartición de ganancias conocido como "50/50", el cual grava a los contribuyentes cuyos ingresos se derivan de las actividades mineras y de hidrocarburos.

c) El aumento general en las tasas progresivas para el Impuesto complementario en el año 1958.

d) El establecimiento del sistema "pague a medida que gane", vigente desde 1961.

Podemos resumir diciendo que el Impuesto sobre la Renta, grava a la Industria Petrolera en tres fases básicas:

a) Impuesto Cedular:	Es un gravamen que pecha a las rentas según su origen, aplicando a cada tipo de rentas una tasa fija en forma de porcentaje, que, en el caso de los beneficios mineros y de hidrocarburos, es de 2½ por ciento de la renta neta.
b) Impuesto Complementario:	Es un impuesto que se cobra a base de tasas progresivas hasta un máximo de 45 por ciento de acuerdo con la renta neta.
c) Impuesto Adicional:	Asegura a la nación una participación por lo menos, del 50 por ciento de las ganancias de las compañías petroleras.

A. *Impuesto Cedular*

Este impuesto grava las rentas según su origen, las cuales para efecto del Impuesto sobre la Renta, se dividen en nueve grupos o cédulas correspondiéndole una tasa porcentual fija a cada una. En el caso de las actividades petroleras, esa tasa es del 2½ por ciento. La renta neta se determina al deducir de los ingresos brutos los costos de operación y administración, sueldos y salarios, pagos de regalía al gobierno y gastos de depreciación y amortización, y los demás gastos normales y necesarios hechos en el país con el objeto de producir la renta.

Encontramos que la "renta gravable" para los fines del impuesto, particularmente en el caso de las empresas petroleras, excede a la verdadera ganancia obtenida debido a ciertas disposiciones que impiden la deducción de algunos gastos y costos.

Una característica esencial del Impuesto sobre la Renta es el principio de territorialidad, aplicable tanto al Impuesto Cedular como al Complementario. Esto quiere decir, que sólo serán gravables las rentas que provengan de actividades realizadas en Venezuela o provengan de bienes situados en el país, y sólo serán deducibles los gastos que se hayan efectuado en el país, habiendo muy pocas excepciones a este principio.

Esto coloca a las empresas petroleras en una situación desfavorable ya que, por la naturaleza misma del negocio, se requiere incurrir en

cuantiosos gastos en el exterior que son esenciales para colocar en los mercados el petróleo venezolano y, por lo tanto, producir el ingreso gravable en Venezuela, tales como los gastos de oficinas de Ventas en el exterior para vender el petróleo, y otros misceláneos.

B. *Impuesto Complementario Progresivo*

La base para el cálculo del ingreso neto sujeto a este impuesto es la misma del Impuesto Cedular, pero el impuesto se aplica a base de escalas progresivas que, en el caso de las personas jurídicas (como es el caso de las empresas petroleras), van del 10 al 42,5 por ciento hasta los 28 millones de bolívares de renta. La fracción de la renta que excede de esta última suma está sujeta a la tasa fija de 45 por ciento.

IMPUESTO COMPLEMENTARIO PROGRESIVO
PERSONAS JURIDICAS

Efectivo para los ejercicios que comiencen a partir del 3 de julio de 1961

Renta Neta		*Fracción*	*Tasa*	*Impuesto*	
de	*Hasta*	*Gravable*	*%*	*Parcial*	*Total*
0,01	100.000,00	100.000,00	10,00	10.000,00	10.000,00
100.000,01	140.000,00	40.000,00	20,00	8.000,00	18.000,00
140.000,01	200.000,00	60.000,00	20,00	12.000,00	30.000,00
200.000,01	280.000,00	80.000,00	20,00	16.000,00	46.000,00
280.000,01	380.000,00	100.000,00	20,00	20.000,00	66.000,00
380.000,01	500.000,00	120.000,00	20,00	24.000,00	90.000,00
500.000,01	640.000,00	140.000,00	20,00	28.000,00	118.000,00
640.000,01	800.000,00	160.000,00	20,00	32.000,00	150.000,00
800.000,01	1.000.000,00	200.000,00	20,00	40.000,00	190.000,00
1.000.000,01	1.400.000,00	400.000,00	20,00	80.000,00	270.000,00
1.400.000,01	2.000.000,00	600.000,00	25,00	150.000,00	420.000,00
2.000.000,01	2.800.000,00	800.000,00	25,00	200.000,00	620.000,00
2.800.000,01	3.800.000,00	1.000.000,00	25,00	250.000,00	870.000,00
3.800.000,01	5.000.000,00	1.200.000,00	30,00	360.000,00	1.230.000,00
5.000.000,01	6.400.000,00	1.400.000,00	30,00	420.000,00	1.650.000,00
6.400.000,01	8.000.000,00	1.600.000,00	35,00	560.000,00	2.210.000,00
8.000.000,01	10.000.000,00	2.000.000,00	35,00	700.000,00	2.910.000,00
10.000.000,01	14.000.000,00	4.000.000,00	40,00	1.600.000,00	4.510.000,00
14.000.000,01	20.000.000,00	6.000.000,00	40,00	2.400.000,00	6.910.000,00
20.000.000,01	28.000.000,00	8.000.000,00	42,50	3.400.000,00	10.310.000,00
28.000.000,01	en adelante	—	45,00		

La Ley contiene también disposiciones (que datan de 1946) por las cuales a los contribuyentes cuyas rentas excedan de 14 millones de bolívares se les conceden rebajas de este impuesto que pueden ser del 2 por ciento, 3 por ciento o 4 por ciento de las inversiones efectuadas durante el año en los medios producción, según sea la relación entre esas inversiones y la magnitud de la renta gravable. Esto se ha establecido como estímulo a las inversiones en el país; pero, en el caso de la industria petrolera, tal estímulo queda prácticamente anulado debido a la interpretación extremadamente restrictiva, que entendemos, se da a las disposiciones establecidas en tal sentido.

C. *Impuesto Adicional*

Se aplica de manera única y exclusiva a la industria extractiva (minas e hidrocarburos). Fue creado mediante una enmienda a la Ley de Impuesto sobre la Renta en el año de 1948 y por acuerdo con las empresas fue aplicado retroactivamente a partir de 1946, y asegura a la Nación, una participación de, por lo menos el 50 por ciento de las ganancias de las compañías petroleras. Debido a las elevadas tasas del Complementario, este impuesto dejó de ser operante, en lo que respecta a la industria petrolera, desde la reforma del año 1958, ya que desde entonces las petroleras pagan a la nación, en impuestos, más del 65 por ciento de sus ingresos, llegando en 1964 al 66 por ciento. *(Ver cuadro pág. 143).*

PAGUE A MEDIDA QUE GANE

La recaudación del Impuesto sobre la Renta hasta 1960 se efectuaba en el año siguiente al año gravable y, normalmente, en tres porciones iguales.

En febrero de 1961 se modifica la Ley de Impuesto sobre la Renta sin aumentar las tasas impositivas, pero imponiendo a las empresas petroleras el pago anticipado del impuesto que, bajo el sistema anterior, igual que toda otra industria y comercio, pagaban después del vencimiento del ejercicio gravable. La reforma contempla un período de tres años para la transición del sistema de recaudación anterior al del pago adelantado. Aunque desde un punto de vista teórico puede decirse que no ha ocurrido un aumento en el impuesto, lo real y cierto es que si ha aumentado la carga que debe soportar la indus-

RELACION DE IMPUESTOS CAUSADOS CON UTILIDAD DE LA INDUSTRIA - 1951/1964

(MILLONES DE BOLIVARES Y PORCENTAJES)

	IMPUESTOS	UTILIDAD NETA DE LA INDUSTRIA	DIFERENCIA	IMPUESTOS/UTILIDAD (PORCENTAJES)
1951	1.448	1.201	247	55/45
1952	1.544	1.262	282	55/45
1953	1.502	1.261	241	54/46
1954	1.576	1.412	164	53/47
1955	1.841	1.710	131	52/48
1956	2.281	2.115	166	52/48
1957	2.990	2.774	216	52/48
1958	3.066	1.616	1.450	65/35
1959	2.860	1.335	1.525	68/32
1960	2.711	1.282	1.429	68/32
1961	2.899	1.477	1.422	66/34
1962	3.308	1.693	1.615	66/34
1963	3.417	1.677	1.740	67/33
1964	5.020	2.608	2.412	66/34
TOTAL	36.463	23.423	13.040	60/40 Prom.

Fuente: Memoria M-M-H-1964
Apéndice Estadístico I-191

tria petrolera en sus disponibilidades, puesto que se le ha sometido a un desembolso adicional extraordinario, para ese período de transición de tres años: 1961, 1962 y 1963.

La reforma implica lo siguiente:

a) La Nación recaudará sus impuestos en el mismo año en que los contribuyentes obtuvieron sus ganancias.

b) Las compañías tienen la obligación de hacer una declaración provisional estimativa dentro del primer trimestre de cada ejercicio.

c) El impuesto correspondiente a 1961 fue pagado así: 40 por ciento en 1961, 40 por ciento en 1962 y 20 por ciento en 1963.

d) A partir de 1962, el impuesto será pagado proporcionalmente en porciones trimestrales y en el transcurso de los 15 días siguientes al término de cada trimestre, lo que significa que el pago correspondiente al último trimestre de cada año se haría durante los primeros 15 días del año siguiente.

TABLA DE CONVERSION

Con el propósito de facilitar el entendimiento de las cifras de las actividades de la industria petrolera, dada la variedad de medidas utilizadas, presentamos a continuación las relaciones más importantes entre dichas medidas.

Sistema M. D.	*Factor*	*Sistema Americano*	*Factor*	*Sistema M. D.*
Metro	39,3701	Pulgada	0,0254	Metro
Metro	3,28048	Pie	0,3048	Metro
Kilómetro	0,6214	Milla	1,6093	Kilómetro
Metro Cúbico	35,31445	Pie Cúbico	0,028317	Metro Cúbico
Metro Cúbico	6,2898	Barril Americano	0,158988	Metro Cúbico

BIBLIOGRAFIA

Memoria del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, años 1963 y 64.

Memoria del Banco Central de Venezuela, años 1963 y 64.

Convención Nacional de Petróleo 1951.

Primer Congreso Venezolano de Petróleo (Marzo 1962).

Informe sobre la Industria Petrolera en Venezuela.

La Concesión Petrolera, por el Dr. Eduardo Acosta.

Petróleo, Jugo de la Tierra, por el Dr. Juan Pablo Pérez Alfonzo.

Apéndice Estadístico de la M.M.M.H. - 1964.

La Utilización del Gas en Venezuela.

Geografía Petrolera de Venezuela, por el Dr. Guillermo Zuloaga.

Historia de la Industria Petrolera en Venezuela, por el Dr. F. Baptista.

Petróleo en el Mundo. Edición 1962.

Conferencias sobre la industria petrolera. C. P. C.

Elementos de Mineralogía, por Rutley-Read.

Fundamentos de la Refinación del Petróleo.

The Oil and Gas Journal.

Tecnología Química del Petróleo.

Ley de Minas e Hidrocarburos.

Reglamento de la Ley de Minas

Diversos documentos oficiales relacionados con la producción, refinación y mercadeo de los hidrocarburos.

World Petroleum Report 1964.

ESTE LIBRO SE TERMINO DE
IMPRIMIR EL 25 DE AGOSTO
DEL AÑO MIL NOVECIENTOS
SESENTA Y SEIS, EN LAS
PRENSAS VENEZOLANAS DE
EDITORIAL ARTE, EN LA
CIUDAD DE CARACAS

EDITORIAL ARTE

