

MEMORIAS
DEL
INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO
DE
ESPAÑA



EL PETRÓLEO

POR

D. RUPERTO SANZ

CON UN PRÓLOGO DEL

EXCMO. SR. D. JOSÉ GARCÍA SÍNERIZ

DIRECTOR DEL INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA

El Instituto Geológico y Minero de España hace presente que las opiniones y hechos consignados en sus Publicaciones son de la exclusiva responsabilidad de los autores de los trabajos.

PRÓLOGO

El presente estudio de D. Ruperto Sanz, que ha merecido el premio «Serafín de la Concha» para 1947, se refiere a una industria nueva en nuestro país y a una minería, más que nueva, ignorada, ya que aquí no existe, ni sabemos aún si llegará a existir la minería del petróleo, acerca de cuyos posibles yacimientos sólo se sabe lo inferido por el todavía incipiente estudio geológico previo, que, ya precede, ya también se confunde con la prospección, como ésta antecede a las costosas investigaciones.

En su justamente galardonado trabajo, expone y analiza el autor, en conjunto y metódicamente, los diversos caminos que pueden seguirse para procurar que consiga hidrocarburos propios un país que no los posee, realizando así la aspiración legítima de levantar el censo que supone adquirirlos en otras naciones, lo que, sobre oneroso es peligrosa dependencia, ya que hoy, la nación que no posee elementos tan esenciales para la moderna vida industrial, apenas puede decirse que goce de verdadera soberanía.

Comienza examinando ese problema, en el aspecto que más despierta el interés del país, el cual, con admirable instinto, sólo se fija en una solución que, efectivamente, si no única, es la más deseable; la de hallar petróleo en nuestro suelo en cantidad suficiente para el consumo interior o siquiera para que pese en nuestra balanza económica.

Atento al citado propósito, expone el autor compendiosamente las características geológicas de nuestro país, por cuanto se relacionan con las condiciones necesarias para que puedan haberse formado y luego acumulado tan útiles sustancias y para que hoy se conserven volúmenes beneficiables.

Con tal fin revisa las regiones españolas donde se conocen señales externas de hidrocarburos y, en ellas, y también en otras desprovistas de esos indicios, examina si las rocas que forman el terreno y las facies de los varios sistemas geológicos que aquellas componen hacen admisible la formación de dichos combustibles. Asimismo, revisa las estructuras del subsuelo que parecen favorables para su acumulación y conservación de las comarcas examinadas, las cuales, de modo más o menos directo, se relacionan con las orogenias que levantaron las cordilleras Cantábrica, Pirenaica, Ibérica y Penibética.

Lo acertado de este examen, en su planteamiento y desarrollo, revela al hombre consagrado con entusiasmo, como minero de raza y como español que advierte su trascendencia, a este tema apasionante, al que aporta, sobre firme pericia profesional, el conocimiento de nuestro

subsuelo, adquirido con la afición que hace al geólogo, quien, además, tuvo la fortuna de ser, en el campo, discípulo de aquel nunca olvidado D. Alfonso del Valle, cuya modestia era tan honda que correspondía a lo hondo de sus conocimientos, como sabio y como ingeniero eminente. El discípulo honra al maestro por sus raras condiciones de buen observador y de perpetuo estudiante.

A pesar de ser muy pocos los estudios realizados hasta ahora en nuestro país, en lo que se refiere a la prospección del petróleo, y, no obstante faltar casi en absoluto las investigaciones (pues apenas merecen mencionarse escasa veintena de sondeos en igual número de años), D. Ruperto Sanz se aventura a afirmar que cree muy posible que en nuestro suelo exista el estimadísimo producto, hasta en cantidad apreciable para atender al consumo nacional.

En su tesis, encierra bajo el título de «Exploración geológica», no sólo aquella que persigue la más espectacular y ansiada de las soluciones, o sea, la antes dicha de que surja petróleo líquido, sino la que se limitara al hallazgo de rocas bituminosas, susceptibles de explotación, ya para destilarlas y obtener hidrocarburos líquidos, ya para conseguir el asfalto que tanto escasea en nuestro suelo y cada vez más preciso, sobre todo para la construcción y conservación de carreteras.

Como todas y cada una de las indicadas soluciones exigen intensa prospección seguida de la investigación de posibles acumulaciones de hidrocarburos, en una u otra forma, el trabajo de nuestro compañero contiene un apéndice o segunda parte que, bajo el modesto y deficiente

título «Terminología en la geología petrolífera», expone en pocas páginas verdadera doctrina acerca de las estructuras propias para la acumulación del petróleo; las que pudiéramos decir condiciones generales a las que responden los diversos tipos de campos petrolíferos.

Pasando del aspecto geológico al económico, recuerda Sanz que tales campos exigen, para su investigación y explotación, grandes sondas y material accesorio que, durante varios años, precisará adquirir fuera de España, así como será necesario también contratar personal adiestrado en su manejo.

Los citados inconvenientes, inevitables por ahora, presentaría también la producción de petróleo sintético partiendo de nuestras materias primas; lo mismo si encontráramos petróleo en cantidad muy inferior al consumo, que durante el lapso preciso para que se fueran descubriendo y explotando depósitos mayores. Esto supondrá la implantación de industrias nuevas (de las que es modesto avance la destilación de pizarras en Puertollano). Respecto de ellas, insiste el autor en que hay que crearlas, pero por sus pasos contados; atentos, primero, a la especialización del personal en escuelas y laboratorios científicos e industriales, nacionales y extranjeros; procediendo, luego de formados esos especialistas o a medida que se vayan formando y con ayuda de los que aquí acudiesen para su instrucción, a serias investigaciones que permitan afirmar o negar, con conocimiento de causa, si cabría adaptar los métodos hoy existentes a las materias primas nacionales.

Si recomienda el autor mucho cuidado en la implanta-

ción de estas industrias (como en la de todas las nuevas) es porque, en gran parte, se hallan todavía en fase de ensayo o de perfeccionamiento en los propios países donde más se emplean, por lo que si aquí se acometiesen en malas condiciones técnicas y económicas, sin la disciplina y sin los medios que requieren, arriesgarían quedar pronto anticuadas y, entonces, nuestros precios no podrían competir con los exteriores, como no fuese de modo artificial, con perjuicio para la tenencia de las diferentes divisas, aún más agravada por la dicha necesidad de adquirir fuera el material preciso.

Este criterio del autor, que, tal vez, algunos tachen de demasiado prudente, se basa en los sólidos conocimientos de quien, desde hace cerca de veinte años, practica la destilación de petróleo en varias factorías de la CAMPSA (como director de la de Cornellá) y de quien ha estudiado en América del Norte, en Rusia y en otros países petrolíferos, los diversos aspectos de esa industria.

En definitiva, el trabajo de D. Ruperto Sanz, que ha merecido tan estimado premio, puede considerarse completa, aunque breve, exposición de la minería y de la industria del petróleo, por lo que su lectura resulta de extraordinario interés para todos los de nuestro oficio y para cuantos lo sientan por esos problemas nacionales.

EL PETROLEO EN ESPAÑA

TRABAJO PREMIADO EN EL CONCURSO
«SERAFIN DE LA CONCHA»

POR

RUPERTO SANZ
INGENIERO DE MINAS

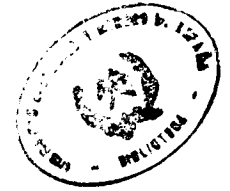
INDICE

	<u>Páginas.</u>
Generalidades	5
Estado actual	6
El petróleo natural en España	9
Características petrolíferas de algunas regiones de España ...	25
Estribaciones de los Pirineos	28
Región ibero-cantábrica	39
Comarcas cantábrica y burgalesa	47
Comarca de Soria	52
Otras regiones ibéricas	55
Regiones del Sur	55
Región central	58
Características de los petróleos españoles	65
Crudo ligero	72
Métodos de refino que podrán aplicarse a los crudos nacionales	77
Crudo denso	87
Crudo parafínico de Andalucía	88
Rocas impregnadas de petróleo y betunes	95
Petróleo sintético	97
Pizarras bituminosas	101
Carbones	109
Métodos complejos	115
Hidrogenación	115
Síntesis Fischer	121
Carburantes de sustitución	125
Aguarrás	129
Colofonia	130
Aceite de oliva	131

Conclusiones	133
Petróleo natural	134
Petróleo sintético y sucedáneos	136
Importación	141
Resumen	143

APENDICE

Análisis del petróleo crudo natural de Zamanzas (Burgos)	149
I. Análisis de petróleo encontrado en Zamanzas	149
II. Extracto del trabajo «Base de un petróleo», de E. C. Lane y E. L. Garton	155
III. Estudio y clasificación del petróleo de Zamanzas	161
IV. Estudio del «crudo secundario» obtenido industrialmente	168
V. Características de los productos obtenidos	171
Notas bibliográficas	177



GENERALIDADES

Amplísimo es el título del tema objeto de este concurso, y no especificando que los trabajos que a él se presenten han de versar sobre tal o cual materia, puede comprender tanto el petróleo natural como el sintético y también los sucedáneos. Para abarcar todos estos aspectos, y a fin también de hacer una exposición de conjunto, estableceremos una clasificación que separe su procedencia y, por consiguiente, los métodos de producción, con lo cual pretendemos hacer más fácil la lectura de este trabajo y, por tanto, más comprensible lo que decimos sobre cuestión de tan gran interés y actualidad, que sigue siendo una de las preocupaciones mundiales, lo cual han recogido con gran sensibilidad los Sres. organizadores del certamen. Dicha clasificación es la que sigue:

- 1.º Petróleo natural, o sea aquel que se extrae de la tierra, constituido casi exclusivamente por hidrocarburos en sus tres estados: gaseoso (gases naturales), líquido (petróleo propiamente dicho) y sólido (asfalto natural, ozoqueritas).
- 2.º Petróleo sintético, o sea el que se obtiene a partir de

otras materias. A su vez, aquél, puede producirse por:

- a) Métodos simples (destilación de rocas y carbones bituminosos).
- b) Métodos complejos (hidrogenación del carbón y proceso Fischer).

3.º Sucedáneos del petróleo.

Esta clasificación no es muy exacta, ya que hay puntos en los que puede haber confusión, por ejemplo, aquel en que el petróleo en estado de gas, semi-sólido o sólido, se transforma, parcial o totalmente, en líquido, por los métodos de cracking, hidrogenación, polimerización, alquilización e isomerización, por medio de los cuales se obtienen nuevos crudos sintéticos. Ahora bien, estos métodos, en general, persiguen una transformación de un estado del petróleo natural en otro, o en uno o varios de sus derivados, de modo que más bien que una síntesis del petróleo es una transformación de éste en alguno de sus componentes. Entran estos casos, pues, más que en la rama de la producción, en la del refino, entendiéndose por refino la parte de la industria del petróleo que comprende la fabricación de sus derivados.

Entremos ahora a analizar estos puntos, referidos a nuestra Patria.

Estado actual

Desgraciadamente estamos en España en la misma situación, en cuanto a la producción, que en un principio. Dicha producción sigue siendo nula. Pero a cambio se viene trabajando mucho por resolver el problema.

En la búsqueda del petróleo natural, el trabajo se hace ordenado y persiguiendo fines concretos, con ideas bastante claras, aunque no confirmadas, que permiten abrigar esperanzas de alcanzar buen éxito. Se sabe lo que hay que hacer y sólo faltan los medios inmediatos para hacerlo, o sea, las sondas.

En el petróleo sintético hay un caso concreto: la destilación de rocas bituminosas, y hay otro dudoso: su producción a partir del carbón.

El primero marcha por caminos conocidos y sólo hace falta darle impulso. En cuanto al segundo, o sea, los carbones, sigue siendo una incógnita la posible aplicación en España de los que hemos llamado métodos complejos; no hay aún una experiencia seria sobre el comportamiento de nuestros carbones, ni sobre la posibilidad de mantener unas tales industrias en España.

Un hecho notable en los años posteriores a nuestra guerra de Liberación, y especialmente a partir del año 1943, es la profusión de artículos de revistas y del interés que muestran algunas de éstas en dar noticias y referencias sobre combustibles líquidos. Hay números de estas publicaciones que dedican más contenido a esta especialidad que a otras industrias ya arraigadas en nuestro país. Toda esta literatura es deslabazada, no tiene continuidad; no está sujeta a un plan; es como la iniciación de una técnica que reclama un puesto principal, pero lo hace aún sin una disciplina; es, al fin, la expresión de la creciente inquietud que causa la falta de tan indispensable materia prima.

Otro aspecto desgraciado es la incapacidad de la industria nacional, principalmente la de aceros especiales y la electromecánica, no ya para facilitar el desarrollo de la que nos ocupa, sino ni siquiera para no frenar su iniciación. Y esta situación constituye uno de los mayores obs-

táculos que hay que vencer, para lograr un desarrollo normal de industria de los combustibles líquidos.

Fijamos, pues, la situación actual de España referente al petróleo:

- 1.º España no posee hasta el presente petróleo natural en cantidades comercialmente explotables, salvo algunos yacimientos de asfalto de poca importancia. Pero se están haciendo esfuerzos bien orientados y de gran extensión para alumbrarlo, si lo hubiere.
- 2.º Hay en nuestro suelo importantes yacimientos de pizarras bituminosas explotables, de cuyo beneficio se ha encargado el Instituto Nacional de Industria, pero aunque están iniciadas las construcciones de la fábrica de Puertollano, su puesta en marcha no tendrá lugar en plazo corto.
- 3.º Nuestro suelo guarda grandes reservas de carbones, pero no se conoce aún su rendimiento en combustibles líquidos ni, en general, su adaptabilidad a los llamados métodos complejos.
- 4.º Las industrias pesadas y electro-mecánicas nacionales no han llegado aún a tal grado de desarrollo que constituyan una ayuda a la de combustibles líquidos, es decir, que hay que acudir al extranjero para la construcción de fábricas.
- 5.º Los técnicos españoles se están interesando por esta técnica, pero aún se encuentran, salvo casos aislados, sin una metódica disciplina y sin experiencia, por falta de enseñanza y de fábricas de esta especialidad.

El petróleo natural en España

La búsqueda del petróleo en España, ha sufrido varios altibajos, coincidentes siempre con el estado del mercado internacional y con la aparición de indicios petrolíferos en algunas regiones. La mayor actividad se produjo después de la primera guerra europea y duró hasta la creación del Monopolio de Petróleos, época aquella en que se fundaron varias sociedades nacionales y extranjeras y en la que se llevó a efecto la ejecución de gran parte de los sondeos realizados. Después, hasta nuestra Cruzada, sólo se hizo alguno por empresas particulares y por el Instituto Geológico.

El fracaso de estos sondeos, algunos informes pesimistas sobre la conservación de yacimientos petrolíferos en nuestro suelo, las obligaciones impuestas por la Ley de creación del Monopolio y la caída de precios ocurrida en el extranjero, hicieron abandonar estas investigaciones. Sin embargo, ninguno de estos motivos debió de ser suficiente para dicho abandono, si las empresas creadas hubieran sido potentes y no hubieran perseguido sólo un resultado inmediato, como se deduce del hecho de que unas cesaron sus trabajos por falta de medios económicos y otras, la mayoría, sólo hicieron algún sondeo aislado y, naturalmente, con tan modestos propósitos y tal escasez de medios, ninguna acometió el problema por su base científica ni técnica, es decir, precediéndole un estudio detenido del terreno, en todas sus fases, a saber: geológico general, estratigráfico local, geofísico de estructuras señaladas en los dos anteriores, estudio de las posibles rocas depósito y su cubierta y, finalmente, interpretando todo lo

anterior con arreglo a las leyes generales sobre yacimientos petrolíferos, ubicación de sondeos.

No se hizo así por parte de la mayoría, y el resultado fué que unos de aquéllos estuvieron mal emplazados y otros no llegaron a reconocer la totalidad de los terrenos en los que se buscaba el petróleo. No sirvieron, pues, en su casi totalidad, más que para obtener un efecto negativo: el de sembrar un pesimismo infundado.

Repetidamente se ha publicado la relación de estos sondeos, y aquí sólo los citaremos cuando sea oportuno al hablar de las diversas regiones en que están enclavados.

Entre los informes que causaron desanimación figura el tan conocido del Sr. Gavala, «Las regiones petrolíferas de Andalucía», en el que se describe maravillosamente la geología y tectónica de parte de las provincias de Cádiz y Sevilla, señala con gran precisión el origen del petróleo y su cortejo de aguas saladas, sulfurosas y volcanes de lodos, y saca unas consecuencias tan bien deducidas que nadie ha intentado rebatir. Estas son, que dicho petróleo se halla en el Keuper en formación primaria, sin posible acumulación de cantidades comercialmente explotables, a causa de lo extremadamente trastornado que se halla este terreno, y que tampoco donde está recubierto por otros más modernos debe de haber depósitos de este combustible, ya que en ninguno de ellos se ha visto indicio alguno a pesar de aflorar todos sus niveles.

También se han expuesto otras opiniones desfavorables por otros geólogos, entre ellos el Sr. Siñeriz, en los que se tilda a nuestro suelo como muy trastornado por los movimientos orogénicos que afectaron a la Península, los cuales dieron lugar a multitud de fracturas que facilitaron el escape del petróleo, por lo que éste no ha podido conservarse.

También se ha considerado como impropio para esta

conservación la elevada altitud de nuestro suelo, por lo que no debe de haber cierre hidrostático de las estructuras, en la mayoría de ellas.

Repasemos, pues, las condiciones generales de los yacimientos petrolíferos, para aplicarlas al subsuelo español, refiriéndonos a aquellas opiniones contrarias a la posible conservación del petróleo, que muy bien razonadas y expuestas por geólogos tan eminentes deberían ser consideradas como irrefutables si se tratase de una materia que se encontrase aislada y siempre sometida a la acción de unos factores fijos, o por lo menos que éstos variasen dentro de unos límites determinados; es decir, si se hubieran podido hallar unas leyes que, con mayor o menor número de excepciones, nos predijesen su conducta.

Ahora bien, por el contrario, el petróleo es un líquido de viscosidad variable con la temperatura reinante, acompañado por agua salada, no sólo separada, sino también congénita y mezclada, con la que frecuentemente forma emulsiones; por gases, tanto separados como diluidos en él, y todas estas fases sometidas a presiones muy diversas en su cuantía y naturaleza, ya que su origen puede deberse al agua, a los gases, y a la que haya podido ejercer o ejerza el terreno en que se encuentra. Además, la naturaleza y disposición de las rocas madres y de depósito son muy variadas. Las primeras pueden ser calizas, margas o arcillas, y las segundas estar constituidas por rocas porosas, (areniscas, pudingas, conglomerados, brechas), cavernosas (calizas, dolomías) o agrietadas (diversas). Las primeras, especialmente las areniscas, que son las rocas más importantes, pueden formar o lechos continuos, o lentejones, estar más o menos consolidadas y ser más o menos porosas, tanto en su totalidad como por zonas; o sea, que dentro de una capa de arenisca, la porosidad, cualidad de

la mayor importancia, varía muchas veces a causa de su mayor o menor compresión, o por la cantidad de arcilla o cal que contenga y, por tanto, en su seno se forman lentes y lechos de variable compacidad.

Una capa de arenisca petrolífera, pues, puede contener bolsadas ricas al lado de zonas pobres y aun estériles, correspondiendo a zonas porosas en medio de otras compactas, a la cantidad de agua salada y a la de gases que acompañan al petróleo, y se comprende que en tales casos no es sólo la diferencia de densidades y las presiones las que actúan para efectuarse la acumulación, sino también otros factores, a saber:

- 1.º La capilaridad, fenómeno que tiene asimismo una acción de importancia primordial en la emigración del petróleo de la roca en que se formó, que es muy poco porosa, a la roca depósito adyacente, y en la emigración lateral después de los movimientos que los estratos hayan podido sufrir.
- 2.º La permeabilidad de la roca o resistencia opuesta al paso del petróleo, la cual está influida por el tamaño del grano, la proporción de arcillas o cal que contenga, la de gas y agua y por la viscosidad de aquél. Es más permeable una roca cuanto mayor es el grano de arena, menor es su contenido en arcilla, cal, agua y gas y menor es la viscosidad del aceite.

Estos factores, unidos a la diferencia de presiones y longitud que ha de recorrer el líquido, determina que una arenisca se impregne o no de petróleo y, junto con su porosidad, la cuantía de dicha impregnación.

En las rocas cavernosas y fisuradas, la acumulación del

petróleo se verificó a través de grietas y canales, actuando como fuerzas, la presión, la densidad, además de la viscosidad, la proporción de agua congénita y el gas mezclados.

Son las calizas y dolomías las que casi exclusivamente contienen esta clase de yacimientos.

Los movimientos de la corteza terrestre son los que principalmente favorecen la acumulación. Basta que a consecuencia de ellos se origine una inclinación en las capas para que el petróleo formado se ponga en movimiento y, si encuentra camino, se reúna en los niveles apropiados, auxiliado por corrientes de agua y por los factores arriba citados. Ahora bien, aquellos movimientos pueden ser más o menos violentos, puede producirse más de uno en una región dada y además de direcciones y orígenes diferentes.

Las numerosas estructuras a que pueden dar origen dichos movimientos vienen clasificadas, desde el punto de vista petrolífero, del modo siguiente:

Estructuras según A. Beeby Thompson:

Anticlinales. . .	Simétricos. . .	{	Pliegue simple (tendente a formar cúpulas).
			Pliegues con núcleos protuberantes (estructuras diapíricas).
			Pliegues en doble monoclin.
Monoclinales. . .	Asimétricos. . .	{	Pliegue simple (tendente generalmente a formar cúpulas).
			Pliegues con núcleos protuberantes (estructuras diapíricas).
			Pliegues tumbados.
			Pliegues de corrimiento.
Inclinación simple	{	Sellado por productos de oxidación.	
		Sellado por cobijaduras.	
		Sellado por asfalto.	
Anticlinales erosionados	{	Sellado por variación lateral.	
		Sellado por falla en dirección.	
Estructuras en terraza.	{		
Sinclinales.	{	Normal.	
		Anticlinal desplomado.	
		Hondonadas.	
Rocas fracturadas.	{	Intersección de fallas, a menudo con acumulaciones de sal, a veces con bombeo de la superficie.	
		Intrusiones ígneas, como diques e intrusiones.	
		Fisuras o rellenos.	

Según Clapp:

- I. Donde existen estructuras en anticlinal y sinclinal:
 - a) Anticlinales agudos aislados.
 - b) Alternancia bien definida de anticlinales y sinclinales.
 - c) Monoclinales con variación en el buzamiento.

- d) Estructuras en terraza.
- e) Amplios pliegues geo-anticlinales.
- II. Estructuras complejas:
 - a) Tipo de anticlinales encontrados.
 - b) Tipo de cúpula salina.
 - c) Tipo de intrusión volcánica.
- III. Fallas en dirección selladas.
- IV. Petróleo y gas sellados en depósitos de asfalto.
- V. Contacto entre rocas sedimentarias y cristalinas.
- VI. En la unión de fracturas de rocas sedimentarias.
- VII. En rocas cristalinas.

Según Hoefler:

- I. Campos uniformes.
 1. Acumulaciones superficiales secundarias.
 2. Lentejones regular e irregularmente depositados.
 3. En arenas en bancos, agrupadas más o menos regularmente (paralelos), como en Pechelbroon.
 - a) En un solo horizonte (zona).
 - b) En varias (series).
- II. En campos dislocados:
 1. Anticlinales normales (incluidos geo-anticlinales), simétricos, asimétricos y tumbados.
 2. Anticlinales diapíricos, simétricos, asimétricos y tumbados.
 3. Cúpulas:
 - a) Independientes.
 - b) En anticlinales.
 4. Fallas selladas (Los Angeles).
 5. Monoclinales:
 - a) Simples.
 - b) Estructuras en terraza.
 6. Sinclinales y hondonadas.
 7. Grietas:
 - a) Falla simple.
 - b) Serie de fallas (Hannóver).
 - c) Rellenas (Klenczany, Florencia).

Todas estas clasificaciones se fundan en las estructuras, pero a partir de la clasificación dada por el geólogo americano Mr. Wilson, en 1934, varió este concepto, tomándose

como base las condiciones estratigráficas de los yacimientos. La razón es, desde luego, fundamental, pues evidentemente la formación de éstos se debe a la estanqueidad del espacio en que se encuentran, y los factores que la producen están en las características de la roca almacén, combinadas o no con la estructura.

La clasificación general de Wilson es la siguiente:

1. Yacimientos cerrados por plegamiento local de los estratos (tipos estructurales).
2. Yacimientos cerrados por variación de la porosidad de la roca (tipos estratigráficos).
3. Yacimientos cerrados por combinación de los dos anteriores (tipos combinados).
4. Yacimientos cerrados por combinación de fallas y de variación de porosidad (tipos estratigráficos).

Estos cuatro grupos se subdividen en subgrupos y tipos, según los factores comunes y aislados de cada caso.

Tanto éxito tuvo esta nueva teoría, que a partir de entonces diversos geólogos han propuesto clasificaciones basadas en la estratigrafía y en las condiciones que reúne la roca almacén. Entre ellas citaremos las de O. Wilhelm, por ser muy completa.

Este autor divide los factores de cierre o estanqueidad en dos tipos, uno indicador de estructura y otro de condiciones de cierre de la roca almacén.

Al primero lo numera con números romanos y al segundo lo subdivide en grupos designados por letras.

Aquél comprende:

- I. Pliegues anticlinales y cúpulas, incluidos los salinos, diapíricos y originados por rocas ígneas.
- II. Protuberancias estructurales (morros, arcos y promontorios estratigráficos).
- III. Terrazas (homoclinales e inflexiones).

- IV. Monoclinales.
- V. Sinclinales de eje inclinado.
- VI. Carencia de estructura determinable.

El segundo tipo comprende los siguientes grupos:

- A. Cierre simple convexo.
- B. — por permeabilidad.
- C. — por acuñamiento.
- F. — por fallas.
- G. — por perforación de capas porosas.

Además tiene en cuenta las principales variedades morfológicas de los yacimientos en relación con ambos indicadores, tales como:

Yacimiento de cierre sencillo.

- — doble.
- — triple.
- — modificado.
- — lenticular.
- — múltiple.
- — combinado.

También considera las características geológicas esenciales siguientes:

En la sedimentación.
Truncamiento.
Recubrimiento o adosamiento.

Y con todos estos factores combinados clasifica toda clase de yacimientos, en la forma siguiente:

Indicadores de estructura: Los arriba citados con la única siguiente subdivisión del I.

- I a. Anticlinales y cúpulas.
- I s. Cúpulas salinas
- I d. Anticlinales diapíricos.
- I i. Levantamiento ígneo.

Indicadores de cierre estratigráfico en la roca almacén:

- A. Yacimientos de cierre convexo:
 Simples.
 Combinados.
 Múltiples.
- B. Yacimientos de cierre por permeabilidad:
 En bisel.
 Lenticulares.
 En rocas fracturadas.
 Sellados por asfalto.
 Múltiples.
- C. Yacimientos acuñados:
 En cuña por adelgazamiento de la capa
 — por truncamiento de la capa.
 — de recubrimiento, cobijadura o adosamiento.
- F. Yacimientos sellados por fallas:
 En forma de segmentos.
 En bloques.
 Acuñados entre fallas que se cortan.
 De doble cierre.
 De triple cierre.
- G. Yacimientos sellados por intrusiones:
 En media luna.
 En nichos de sal.
 Acuñados en la periferia de la intrusión.
 En segmentos periféricos.
 Combinados de más de una clase de cierre.

La combinación de los indicadores y cierres arriba citados define el yacimiento así, por ejemplo:

Yacimiento convexo en anticlinal.....	A-I a.
— lenticular en monoclinal..	Bb/IV (estructura incidental).
— acuñado en terraza.	C-III.
— entre fallas convergentes en cúpula.	F × F-I a.
— entre la capa, falla radial y cúpula salina	G × F-I s.

De ellas se deduce la gran variedad de depósitos de petróleo que existen, y que en su gran mayoría pueden darse en nuestro suelo. En cada tipo de formación de

estos yacimientos intervienen factores tectónicos locales tales como descompresión, fisuras, rellenos, fracturas levantamientos, hundimientos, corrimientos, etc., que obligan a emigrar al petróleo o detienen su marcha por estratos y canales, siendo dichas condiciones locales las que al fin le fijan en su posición actual.

Así pues, aquellas emigraciones pueden ser simplemente laterales, o sea, dentro de una misma capa; verticales por grietas o fallas de una roca a otra, y éstas, a su vez, pueden realizarse en sentido ascendente, para alcanzar el petróleo pisos porosos superiores, o bien descendentes hacia niveles igualmente porosos y permeables, dependiente del sistema de fisuras, combinadas con las presiones reinantes. Ambas clases de emigración pueden combinarse, es decir, que una vez alcanzada una capa capaz de contenerlo, discurrir por ella hacia sus partes más elevadas. También puede el petróleo detenerse en los huecos formados por cruces de fallas y cavernas en las rocas, etcétera.

Insistimos en las perturbaciones ocasionadas por las fallas, ya que es uno de los hechos desfavorables que se achacan a nuestro suelo, para la conservación del petróleo.

Desde nuestro punto de vista los clasificaremos del modo siguiente:

1. Fallas de compresión.
2. — de descompresión.
3. — en terrenos duros y rígidos.
4. — en terrenos blandos y plásticos.

Son totalmente desfavorables las 2 y 3 si llegan a la superficie, por dejar abierto el escape del petróleo. A cambio, la 1 y la 4, al tener sus labios sellados, no lo dejan escapar y sólo efectúan una fragmentación del yacimiento.

Pero hay casos en que incluso favorecen la acumulación y entre ellos citaremos el del campo más prolífico de Norteamérica, el del East Texas, en el que la zona productiva está originada por una falla en dirección en un gran monoclinal, falla que selló las capas de areniscas petrolíferas, acumulando el petróleo junto a ella e impidiendo su escape a la superficie.

Si tenemos en cuenta que hasta ahora nuestros posibles yacimientos se hallan en el mesozoico y en el neozoico, formados por rocas blandas, y que salvo las comarcas influenciadas por la fosa mediterránea, en general las demás están comprimidas, las fallas en estructuras normales en las que no se hayan producido grandes dislocaciones, tanto por su excesiva multiplicidad como por poner al descubierto los tramos posiblemente productivos, no sólo no constituyen un factor desfavorable, sino que, por el contrario, pueden en algunos casos favorecer la formación de un depósito explotable.

En cuanto a la altitud de gran parte de nuestro suelo sobre el nivel hidrostático, como hecho desfavorable, valga la afirmación para estructuras poco amplias y para los estratos superficiales, pero no así para aquellas otras selladas por los terrenos de cubierta con amplitud suficiente para que sus estratos descendan profundamente, y mucho menos para aquellos ya situados bajo dicho nivel hidrostático. Pero, además, ambos, techo y muro de la capa, pueden tener tal continuidad, que siendo totalmente impermeables en toda su extensión, tampoco presenten ninguna solución de continuidad en los sinclinales e inflexiones adyacentes, ni en los levantamientos contiguos, en cuyo caso, si éstos son más elevados, puede haber un cierre lateral independiente del hidrostático y una presión en el yacimiento. Hagamos constar, además, que las sondas ac-

tuales y el arte de la perforación han progresado tanto, que pueden alcanzarse profundidades insospechadas hace algunos años. No es ningún inconveniente tener que llegar a 5.000 metros de profundidad.

Vemos, pues, por cuanto se ha expuesto, que en la formación de yacimientos secundarios, únicos comercialmente explotables, intervienen principalmente los siguientes factores: presión del gas y del agua; corrientes de agua, densidad de estos flúidos, viscosidad del petróleo líquido, temperatura, capilaridad, porosidad de la roca depósito, permeabilidad, presiones ejercidas por el terreno, tanto por su peso como por los movimientos, clase y naturaleza de los caminos abiertos para su circulación, tales como grietas, fallas, canales, etc., fenómenos de erosión y nuevos recubrimientos, aparte otros menores, como depósitos de parafina, sales, etcétera.

Ante tal cantidad de variables, se comprende que es muy aventurado desechar como improductiva una región en la que existan suficientes indicios petrolíferos, aunque éstos no aparezcan a nuestro gusto, si por la geología general de aquélla, se considera apta para la formación de petróleo, hay posibilidad de emigración a rocas porosas y éstas a su vez se hallan recubiertas por otras impermeables. Difícil es que si la región es extensa, no se encuentre, con más o menos intensa y minuciosa exploración, alguna estructura con las condiciones favorables que deben aconsejar los sondeos, que son, en definitiva, los que tienen la última palabra. Y no dejamos de subrayar que es esta minería la más aleatoria y en la que por su índole es preciso gastar tanto como sea necesario para llevar metódica y ampliamente las investigaciones, que no pueden limitarse a unos trabajos locales, sino que han de abarcar sistemas enteros de formaciones geológicas, sin poder pre-

decir el resultado, hasta que las conclusiones sacadas de los sondeos, generalmente numerosos, nos afirmen en el buen éxito o en el fracaso. Pero si no se hacen con esta amplitud, no puede decirse si hay o no petróleo en una región dada.

Antes de entrar en el análisis de las características petrolíferas de algunas regiones de España, y para aplicarlas la experiencia resultante de los yacimientos existentes en otros países, vamos también a exponer la clase de indicios que pueden presentarse y su valor, pues aunque la técnica prospectiva se basa en principios científicos, en los que aquéllos sirven como auxiliares a la geología, dichos indicios siguen teniendo gran importancia y es preciso tenerlos muy en cuenta. En el pasado, las manifestaciones de petróleo eran la guía principal del prospector y aún hoy hay muchos campos cuya zona de producción más prolífica es aquella fijada sólo por tales indicios, hace muchos años, entre ellos los de Bakú y Grosny, en Rusia, y los de California y Golfo de Méjico. La gran mayoría de los demás yacimientos petrolíferos importantes han sido localizados también en las proximidades de tales indicios; bien exteriores, bien puestos de manifiesto por algún incidente. Otros, como los cretáceos y paleozoicos de los Estados Unidos, y los recientes de la cuenca terciaria de Viena y de la carbonífera de Eakring, en Inglaterra, no presentan exteriormente ningún signo de su existencia y su descubrimiento se ha debido principalmente al geólogo-prospector o a la casualidad.

Los afloramientos de aceites en líneas definidas que sigan los pliegues del terreno en una región, es un indicio de gran valor, pues son signo de la existencia de un nivel petrolífero. A cambio, si estos afloramientos son débiles y repartidos, sin seguir líneas generales, deben mirarse con

desconfianza, pues deben corresponder a una serie de estructuras rotas y desordenadas, incapaces de acumular el petróleo. Una reunión excesivamente abundante de manifestaciones de aceite, gases, o volcanes de lodos, señala igualmente una zona de fracturas y fallas; especialmente los últimos deben ser mirados con reserva, pues suponen el paso de gases, conjuntamente con agua, por capas arcillosas, es decir, o que proceden aquellos gases, y el aceite que ocasionalmente les acompaña, de lechos de arcillas o margas, que no pueden ser rocas depósito, sino madres, o bien atraviesan esta clase de rocas, que son las de cubierta, en cuyo caso la estructura está rota y no puede ser tampoco depósito. Sin embargo, pueden constituir un buen indicio si existen en la misma formación otras estructuras apropiadas, sin esta clase de manifestaciones. Lo mismo se puede decir respecto a la presencia de venas de betunes, tales como la ozoquerita, y asfaltos de tipo metamórfico (grahamita, gilsonita, etc.), los cuales son indicios de anteriores yacimientos ya disipados, pero que en otros lugares de la misma región geológica pueden conservarse.

La salida de gases en cúpulas es un indicio muy favorable, pues indican que éstas pueden conservar petróleo. Lo mismo ocurre en anticlinales.

Los manantiales de aguas sulfurosas, por sí solos no indican la presencia de petróleo, pero dada su frecuente asociación con éste, debe estudiarse la región, en especial si mana acompañada por él. Son indicio de falla, y la sucesión de varias fuentes sulfurosas pueden señalar la dirección de una o más fallas.

Resumimos, pues, la importancia de los indicios exteriores de petróleo, del modo siguiente:

CARACTERÍSTICAS DE LOS INDICIOS	FORMACIÓN	VALOR LOCAL	VALOR REGIONAL
Manifestaciones de petróleo.	Afloramientos de arenas petrolíferas en anticlinales erosionados. En anticlinales rotos en su eje. En areniscas que sigan horizontes definidos. En anticlinales hundidos.	Siempre de interés. A veces favorable. Muy favorable. Favorable.	Favorable.
Venas de betunes naturales.	En arcillas o pizarras sobre campos petrolíferos o rodeándolos.	Desfavorable generalmente.	No despreciable si hay buenas estructuras y rocas porosas en ellas.
Emanaciones de gases.	En rocas porosas. En cúpulas y anticlinales. En estratos rotos.	Interesante. Muy favorable. Interesante.	Interesante. Muy favorable. Favorable.
Areniscas con petróleo o asfalto.	En lechos horizontales. Asomos de arenas impregnadas selladas.	Desfavorable. Favorable en general.	Pueden llegar a ser interesantes si hay estructuras. Favorable en general.
Volcanes de lodos.	Con arcillas o marges recubriendo anticlinales.	Desfavorable en general.	Puede ser interesante.
Agua sulfurosa.	Si le acompaña gas o aceite.	Favorable, pero indica zona con fallas.	Favorable.

CARACTERÍSTICAS PETROLIFERAS DE ALGUNAS REGIONES DE ESPAÑA

Aun cuando se ha encontrado petróleo en yacimientos comercialmente explotables en toda la escala geológica sedimentaria, en nuestro suelo hemos de descartar, además de las rocas hipogénicas, todo el Paleozoico, porque el petróleo que hubiera podido formarse en él se ha disipado, a causa de lo muy trastornado que se encuentra y de la erosión sufrida. Si bajo algún terreno más moderno se encontrara más regular y menos afectado por la erosión, lo que no es frecuente por su misma antigüedad, podría algún día ser explorado, si no se encuentra a excesiva profundidad, en vista de que recientemente en Inglaterra se han hecho importantes descubrimientos en el Carbonífero (campos de Eackring), pero dado que en España no se han hallado indicios petrolíferos en ningún tramo del Primario, sería una empresa muy aventurada acometer en él investigación sin más fundamento que el anteriormente expuesto.

El Mioceno continental de nuestra meseta no puede ser roca madre del petróleo, a causa de la escasez de restos orgánicos que en él se depositaron, y sólo donde su espesor sea escaso y recubra formaciones interesantes anteriores podría ser tenido en cuenta.

Así pues, se han de descartar por ahora, como regio-

nes para investigar el petróleo, aquellas que su superficie esté constituida por rocas hipogénicas, por el Paleozoico y por gran parte del Mioceno lacustre, es decir, Galicia, gran parte de Asturias, León, Extremadura, ambas Castillas, salvo Santander, Norte de Burgos, una parte de Soria y Logroño. También queda descartada una parte de Andalucía, al Norte de la falla del Guadalquivir, y la que comprende la mole bética, así como la zona costera catalana y el núcleo central de los Pirineos. O sea, que más de las tres cuartas partes de España quedan excluidas de probabilidades petrolíferas.

Claro es que dentro de las regiones indicadas hay isleos interesantes, como los asomos cretáceos y eocenos en pleno Mioceno continental de Castilla la Nueva, y que en el resto hay numerosas regiones que pueden eliminarse a primera vista, como son la mayoría de las recubiertas por el Triás y otras sin estructuras; nos quedaremos así reducidos a regiones petrolíferas de relativamente escasa extensión, que vamos a describir, sin detalle en su mayoría, ya que son aún pocos los estudios conocidos y no hay aún conclusiones definitivas, ni mucho menos, tanto sobre el valor de sus indicios, como sobre la posible roca madre ni sobre la naturaleza de gran parte del petróleo que en aquellos indicios se manifiesta, es decir, si es primario o de emigración. No hay que olvidar tampoco que los estudios que se han realizado están en poder de empresas privadas y sin su autorización sólo pueden publicarse datos de carácter geológico, pero no detalles referentes a las posibilidades petrolíferas de las estructuras en que están enclavadas sus concesiones.

En España, consideramos que deben existir las dos grandes estructuras en las que están comprendidas la gran mayoría de las comarcas petrolíferas, a saber:

1. Zonas de depresión en las estribaciones de las grandes cordilleras, y
2. Regiones de formación costera epicontinentales móviles.

O sea:

1) Aquellas partes de los geosinclinales, ocupadas hoy por cadenas de montañas, en cuyos flancos y casi paralelos a ellas hay una depresión que está menos fuertemente plegada por los movimientos que elevaron a dichas cadenas, menos erosionadas y, por tanto, en mejores condiciones de conservar el petróleo, y

2) Aquellas zonas precontinentales aisladas, pero que comprenden partes que tienden a elevarse de un modo periódico o continuo, y otras, por el contrario, son subsidentes, formando siempre un fondo marino de no gran profundidad por la deposición de nuevos sedimentos. Las primeras a causa de la falta de nuevos sedimentos y de la erosión, no pueden ser petrolíferas, mientras las segundas reúnen las condiciones apropiadas a su formación, constituyendo, al elevarse definitivamente, zonas con inflexiones suaves, sólo ocasionalmente turbadas por otras más violentas, en sus bordes principalmente, producidas por hundimientos, diapiros o presiones exteriores laterales.

Al primer tipo pertenecen los yacimientos sitios en las estribaciones de las cordilleras alpinas, que son casi todos los europeos, menos los de Inglaterra, que se deben al Variscico y los del NO. de Alemania, cuenca de Viena y mar Caspio, que son del segundo grupo, cuyo ejemplo más típico son los del Continente Medio Norteamericano (Oklahoma y Kansas), y, de los españoles, pertenecen al primer grupo las depresiones cretácea y eocena del Pirineo catalán y aragonés, hasta Alava, la comprendida entre la Cor-

dillera Cantábrica, los Montes Obarenes y la prolongación de éstos hacia el Oeste, las estribaciones de la Cordillera Penibética y algunas zonas de las de la Ibérica. Al segundo, creemos, deben pertenecer el Cretáceo del Norte de Burgos, hasta aproximadamente el río Ebro y su prolongación hacia Logroño, así como la infracretácea y cretácea de Soria, comprendida entre la capital, aproximadamente, El Burgo de Osma y Salas de los Infantes.

En todas ellas, los movimientos alpinos y pirenaicos son los que han originado su forma actual, con una primera influencia el segundo, en el Norte, en el período post-eoceno que formó las cordilleras Pirenaica, Cantábrica e Ibérica, que posteriormente fueron modeladas definitivamente por el primero, mientras la Penibética fué originada por el Alpino.

Estribaciones de los Pirineos

El interés petrolífero de esta región está, como hemos dicho, en el Secundario y Eoceno inclusivos, o sea, en los sedimentos depositados entre los movimientos herciniano, pirenaico y alpino.

Los fenómenos tectónicos y la geología de toda esta zona, obedece a los siguientes movimientos de su suelo, los cuales deben tomarse en sentido general, pues localmente se presentan variaciones con los correspondientes cambios de facies.

Al terminar los depósitos triásicos, que constituyen el substrato de esta región, se originó un régimen marino, durante el que se depositó el Liásico y Jurásico, pero ya al final de este período tiene lugar otro subsidente hasta el Cenomanense, formándose depósitos calizos principal-

mente, con algunos arenáceos y margosos; luego hay un alto, en general, en la sedimentación, durante el Turonense, y vuelve el mar a invadir la región durante el Senonense de un modo constante hasta el Garumnense, tramo típico de ella, con sus colores abigarrados, durante el cual se produce una regresión que dura hasta muy avanzado el Ypresiense; luego se produce una transgresión, pero en general con mar de poco fondo y oscilante, con episodios alternantes marinos y continentales, dominando los primeros, período que caracteriza al Luteciense; en varias zonas se produce un período de mar profundo en el Bartonense, al final del cual se empieza a retirar definitivamente el mar por el levantamiento pirenaico, y ya se produce una época de desecación, con depósitos continentales, en el Oligoceno, que forma, con el Mioceno, la cuenca terciaria del Ebro.

En la zona oriental, debido a la emersión del llamado, por Ashauer, zócalo del Ampurdán, a partir del Infracretáceo hasta el Garumnense, se produce un hiato, aumentado por la erosión, hasta el punto que el Garumnense descansa sobre terrenos primarios y aun sobre el granito.

Los sedimentos secundarios vuelven a aparecer en las proximidades de Figueras hacia el Este, de modo que dicho zócalo separa dos fosas, una hacia los Pirineos centrales y otra hacia el Mediterráneo. Por la rigidez de esta elevación, sin duda, el movimiento pirenaico tuvo aquí escasa influencia, pues el Oligoceno se presenta concordante con el Eoceno.

Hay, pues, una serie de tránsitos, de cambios de facies y de períodos de desecación, seguidos de nuevas sedimentaciones, favorables a la formación y conservación de petróleo. Y siendo éste nuestro objeto, para la descripción geológica detallada de las estribaciones de los Pirineos, remitimos al lector a los numerosos estudios hechos por

Dalloni, Vidal, Mallada, Marín, Ríos, Almela, etc., refiriéndonos aquí sólo a dicho aspecto petrolífero.

Los fuertes plegamientos ocurridos por los movimientos repetidamente citados, han originado una tectónica simple en principio, pero muy complicada en detalle. Una serie de pliegues generales corren a lo largo de los contrafuertes de los Pirineos, entre los cuales hay anticlinales bien definidos que localmente forman cúpulas y brachianticlinales; estructuras, como se sabe, muy apropiadas para la acumulación del petróleo. Mas frecuentemente se hallan rotas, erosionadas, volcadas, o son excesivamente agudas, y también abiertas por fallas, levantamiento de sus bordes, etcétera, en zonas muy comprimidas y dislocadas y, por tanto, no aptas para la conservación de este líquido.

Es decir, que existen en las estribaciones de los Pirineos zonas en condiciones de formación, acumulación y conservación del petróleo, entre otras sumamente trastornadas.

Estas zonas están comprendidas, bastante aproximadamente, entre los terrenos primarios de la Cordillera Pirenaica, al Norte, la cuenca oligocena de la depresión del Ebro, al Sur, por la Cordillera Costera Catalana al SE., y por las formaciones ibéricas al Oeste. En el borde Norte los estratos se hallan casi siempre levantados por el Triás, con el que están en contacto discordante, salvo en la parte oriental de la provincia de Gerona, donde el Eoceno, buzando al Norte, entra unas veces en contacto con el Triás, otras, con intercalación del Garumnense, con el Siluriano y aun con el granito, como en Oix. Pero en general es el Cretáceo e Infracretáceo y algún ojal del Lías los que están apoyados discordantemente con dicho terreno. Al Sur, los límites unas veces son fallas, como la del Montsech y su prolongación hacia Aragón, en la Sierra de Guara y la de

Loarre, en Navarra, y hacia Cataluña la de Oliana, San Lorenzo de Morunys, Berga. Otras lo forma el Oligoceno, más o menos discordante con el Eoceno superior en sus primeros estratos, constituyendo en general, con aquella falla, una línea de débil resistencia, en la que se manifiestan fenómenos diapíricos del Triás, arrastrando depósitos eocenos, cretáceos y liásicos, no faltando los asomos ofíticos.

Al SE., en los bordes de la Cordillera Costera y en el Ampurdán, el Eoceno descansa, a veces, sobre los terrenos primarios de la misma y aun sobre los hipogénicos.

De cuanto antecede, deducimos que en el periodo cretáceo, cuyos estratos adquieren su máximo espesor en la parte limítrofe de Cataluña con Aragón y se debilitan hacia Gerona, hasta no quedar representados más que por el Garumnense, se formó una cubeta de máxima profundidad y amplitud en aquel lugar y limitada por un zócalo pirenaico, otro ampurdés y una cordillera al Sur que ocupó el lugar de la actual cuenca terciaria del Ebro. Por ello en la región de Gerona se ven asomos escasos del Cretáceo inferior y del Senonense, y sólo aparecen al Norte y Este de Figueras con algunas franjas liásicas, lo que parece indicar que este terreno puede existir bajo el Garumnense y no aparecer, en general, a causa de su acunamiento en los violentos contactos de los bordes de aquel piso con Triás, Siluriano y Granito, pero lo más seguro, falta totalmente, como ya hemos dicho anteriormente.

La franja de terrenos mesozoicos y eocenos, que corre desde Gerona hasta Navarra y Alava, donde enlazan con las formaciones ibéricas, presenta dos partes, una la catalana y otra la aragonesa, con su penetración en aquellas provincias. La dirección de los pliegues y accidentes generales, comunes y prolongación unos de otros, varía en am-

bas; su suave inflexión se presenta entre los ríos Noguera Pallaresa y Ribagorzana, precisamente donde los terrenos que nos ocupan avanzan más al Sur, aun más abajo del límite fijado en la falla del Montsech, hasta Camarasa, es decir, en la parte central de la cubeta arriba citada.

En la región catalana, la dirección de los plegamientos meridionales por efecto del empuje de la Cordillera Costera, orientada de NE. a SO., ascienden aproximándose al núcleo central de los Pirineos, mientras los septentrionales permanecen casi paralelos a dicho núcleo, por lo que se produce un acuñamiento que da lugar a una serie de estructuras sumamente plegadas, rotas y erosionadas, y a que en el borde arriba citado, entre Berga y Norte de Oliana y aun más al Este, los empujes hayan originado corrimientos y cobijaduras.

Así tenemos, que pasado el Montsech, los pliegues y fallas generales ascienden hacia el curso superior del Llobregat, mientras que el anticlinal de San Corneli, Boixoll-Coll de Nargot y la falla que le bordea por el Sur y llega a coincidir en su eje, siguen aproximadamente paralelos a los Pirineos, hasta pasado el Segre, para luego tomar también la dirección general de los demás accidentes.

Así pues, el Eoceno, que en su tramo rojizo inferior, Ypresiense, cubre la parte Oeste del río Pallaresa y la falda Norte del Montsech, en el sinclinal de Tremp, queda erosionado hacia oriente entre ambas fallas, espacio en el que el Cretáceo se aprieta y rompe, predominando en toda esta zona abrupta; sólo en el borde Sur aparece el Eoceno al contacto con el Oligoceno, que avanza hacia el Nordeste, y tampoco de un modo continuo, sino que en varios lugares es el Cretáceo, o el Triás en sus asomos diapíricos o algún ojal liásico, muy escaso, el que hace dicho contacto. Una gran mancha nace en la Sierra de Odén y otra al Este

de Gomá. Este avance del Oligoceno, reduce esta franja a un espacio estrecho entre el Segre y cerca del Ter, donde se une al Eoceno que se extiende hacia el Sur, por Vich, para unirse al que recubre el flanco occidental de la Cordillera Costera.

Al Norte del pliegue y falla septentrional citada, se extiende también en estrecha franja el Mesozoico, hasta los terrenos primarios de la cordillera. Varias manchas de conglomerados oligocenos, algunas bastante extensas, salpican estos depósitos, sobre los que reposan en franca discordancia, cubriendo parcialmente sus pliegues. El Eoceno se presenta en una franja estrecha que nace entre el Segre y el Llobregat, corre ensanchándose ligeramente al Norte de este río, donde la falla que sigue el curso de este último hasta la Pobla de Lillet le pone en contacto con el Triás; sigue hacia Ripoll, y se une a la mancha eocena de la provincia de Gerona. La mayor parte de los estratos del Cretáceo y Eoceno de esta franja buzan al Sur, para apoyarse al N. en discordancia en el Triás, salvo algún contacto directo con los terrenos primarios o alguna intercalación del Liásico. Pero ensanchando hacia el Oeste presenta algún pliegue, que al Norte de Tremp se convierte en amplio anticlinal, oculto en parte bajo los depósitos oligocenos de las sierras de Santa Engracia y de Bou Mort. También aquí aparece el Aptense con gran potencia al levantarse los estratos en el borde Norte. Igualmente aflora este piso en la falla del Montsech y a lo largo de la falla de Boixols-Coll de Nargot, hacia el Norte.

Al Sur del borde meridional de estos terrenos Mesozoico y Eoceno, hay una serie de pliegues anticlinales en pleno Oligoceno de la cuenca terciaria del Ebro, que siguen las mismas direcciones arriba descritas para la franja Sur. El más septentrional de estos anticlinales se erosio-

na, apareciendo el Eoceno superior en su eje en Oliana y San Lorenzo de Morunys. Varios de ellos tienen su prolongación en el Eoceno del Norte de Gerona.

Por el lado de Aragón y Navarra la dirección general de los accidentes toma rumbo NO. (Norte en la zona oriental), y aunque mucho menos pronunciadamente que en Cataluña, van estrechando la franja cretáceo-eocena hasta llegar a Alava y Navarra, donde enlazan con las formaciones ibéricas. En el Montsech la franja eocena queda dividida en dos paralelas, cruzan la provincia de Huesca, y este terreno es el que caracteriza por su extensión y continuidad esta parte de las estribaciones de los Pirineos, limitando por el Sur a otra cretácea más estrecha.

Los indicios petrolíferos que presenta esta zona son muy numerosos y de sorprendente regularidad a veces. Hay recorridos en los que con toda precisión se señala el sitio donde pueden descubrirse. Esto ocurre en las margas eocenas levantadas del borde Norte, y que ya en un lugar fueron objeto de un intento de explotación, en el Ruitort. Corren estos indicios, consistentes en un betún negro, viscoso, por Gomá, Ruitort, La Pobla de Lillet y continúan hacia oriente.

También en margas eocenas aparecen en el profundo barranco de Vallfogona. En Oix, Basagoda y en San Lorenzo de la Muga hay, asimismo, indicios en el Eoceno, todos ellos también en margas.

En el paso de los Terradets, en el Montsech, el petróleo líquido y el asfalto están en calizas senonenses.

En Boixols las fuertes manifestaciones aparecen en el Aptense y en Abella en calizas senonenses. También aparecen indicios cerca de Oliana, San Lorenzo de Morunys y otros en Cataluña. De lo que no tenemos noticias es de que dichas manifestaciones estén en rocas porosas,

ni de que les acompañen gases combustibles ni agua salada.

En Aragón, Navarra y Alava son también numerosos e importantes los indicios, aquí acompañados en algunos sitios por gases de petróleo, tal como en el lugar llamado El Humo, al Este de Boltaña, donde aquéllos surgen de margas azules del Cretáceo superior. Aquí son areniscas la roca petrolífera y, por tanto, porosa.

Y, en fin, en la zona de depresión subpirenaica francesa se han encontrado gases licuables de petróleo en brechas liásicas y cenomanenses, según nuestros informes, que se explotan industrialmente, y petróleo líquido, en corta cantidad, en St. Gaudens (Alto Garona).

Vemos, pues, que las manifestaciones de petróleo son lo suficientemente intensas para justificar una atención grande a toda la franja cretáceo-eocena de las estribaciones del Pirineo, tanto por su regularidad como profusión.

Veamos ahora las posibilidades que desde nuestro punto de vista presenta esta zona. Las exudaciones de petróleo tienen lugar desde el Aptense hasta el Eoceno, en diversos lugares. Por tanto, o bien provienen de terrenos más profundos, o bien hay varias rocas petrolígenas. Las condiciones de sedimentación son apropiadas para ambos casos, pues, en primer lugar, tenemos el Keuper como substratum en la parte central, ya que hemos visto que se manifiesta en ella diapíricamente en cuanto hay una línea de poca resistencia, de un modo casi continuo en su borde septentrional y en grandes fallas y zonas muy desnudadas. No conozco ninguna manifestación petrolífera en este terreno en los Pirineos, aunque Dalloni cita alguna, pero sabido es que las tiene en otras regiones de España. Falta, a cambio, en la zona oriental.

En las primeras fases de hundimiento, si éste es lento,

con mar de poco fondo, puede formarse petróleo; por tanto, al comienzo del Aptense (y quizá del Liásico) hay otra posible roca madre. Luego hay otro posible período de formación en la regresión del Cretáceo inferior, seguida de la transgresión senonense. Otra nueva ocasión muy característica se presenta al ocurrir el régimen continental del Garumnense y el subsidente del Ypresiense y, en fin, el mar oscilante del Luteciense provoca igualmente las condiciones de formación de petróleo.

Esta repetición de facies puede haber creado diversos niveles petrolígenos y, por acumulación, otros secundarios, y esto podría explicar la pluralidad de la situación de los indicios, tanto en verticalidad como en extensión, con enormes espesores de rocas tan impermeables como son las margas. Pero tampoco hay que olvidar que tales indicios se presentan, con la mayor frecuencia, próximos a grandes fallas. Unos de los más extensos, los del río Ruitort, que fueron objeto de explotación, están en un monoclinal eoceno, cuyo borde inferior termina en la falla del Alto Llobregat, donde se pone en contacto con el Triás. Otros, como los de Basagoda y San Lorenzo de la Muga, ambos en Eoceno, afloran en zonas dislocadas. Los del Aptense de Boixols y Sellent junto a la gran falla general y a dislocaciones locales.

Por otro lado, en las rocas porosas, areniscas del Aptense y Cretáceo superior, así como en aquellas del Eoceno, no aparece en toda la región catalana ningún afloramiento bituminoso sino en las margas, que no pueden ser roca depósito, y en las calizas fisuradas, como las del Aptense. En Aragón hemos citado el caso del lugar llamado El Humo, en el que el petróleo aparece en areniscas, pero es el único caso que conocemos, pues ya en Navarra y Alava los indicios aparecen en calizas y margas, como

en el sondeo de Gastiain, que dió los gases en margas turonenses.

Estos hechos nos dejan con dudas sobre el posible nivel petrolígeno y sobre el secundario, y sólo la sonda, en repetidas investigaciones, nos dará la solución exacta.

Sin embargo, como en la región oriental, los afloramientos en las margas pizarrosas del borde Norte están en la base del Eoceno medio y aparecen en un nivel continuo, como hemos dicho ya, y, además, si allí existen en el yacente de aquel terreno, los secundarios, es sólo en retazos de escasa extensión; damos a dicho nivel carácter primario, mientras que los indicios albenses de Tremp y Boixols deben proceder o del Keuper o de la zona de despegue de éste con los terrenos superiores. Es preciso fijar allí la atención en las calizas inferiores, que al golpearlas dan fuerte olor a petróleo, parecido a lo que ocurre en la región de Andalucía. En cuanto a los betunes en Senonense de los Terradets y sondeo de Soterraña, tienen también un aspecto primario, dada la dificultad que representa figurarse una emigración a través de rocas tan impermeables como las que tienen por yacente.

Ahora bien: ¿Dónde conviene emplazar las sondas? Referente a Cataluña, en el Eoceno se presentan buenas estructuras, entre las que citaremos aquellas en que el eje del primer anticlinal oligoceno se erosiona en sus inflexiones hacia la superficie, formando así cúpulas o brachianticlinales. En estas estructuras puede investigarse este terreno, que en su parte superior presenta horizontes detríticos, así como también en el Luteciense, que contiene varias hileras de areniscas, si bien por los cambios laterales de facies su posición es diferente en las diversas estructuras.

El Ypresiense tiene una facies detrítica con posibles rocas porosas, y, en fin, desde el Eoceno pueden investi-

garse los bancos de areniscas que existen en lo alto del Cretáceo superior. Estos lechos porosos están entre espesísimos lechos de margas y potentes bancos de calizas, y habrá que prever sondas capaces de llegar a más de dos mil quinientos metros para investigar todos los horizontes arriba citados. La provincia de Gerona y las estructuras próximas al borde Sur, son las adecuadas para instalar las sondas, aunque en la primera no hallamos roca almacén, recubierta adecuada, por lo que consideramos la región oriental como de interés secundario.

Para investigar el Cretáceo medio, inferior y, sobre todo, el Infracretáceo, es preciso situar la sonda en el Senonense. Los espesores de estos terrenos son también enormes, y hay que contar con sondas de 3.000 metros en adelante para llegar al Jurásico. Son mucho más reducidas las posibilidades de hacer investigación por lo dislocado que está en general el Cretáceo. La comarca de Tremp es una de las que mayores posibilidades presenta, y es preciso aprovecharla, pues es, a mi juicio, en aquellos terrenos inferiores donde hay una de las mayores probabilidades de existencia de petróleo.

En Navarra puede también hacerse esta investigación, en Gastiain principalmente; ya se ha visto que el sondeo ha de ser también muy profundo, pues a los 1.700 metros aún se sigue en margas turonenses.

En Aragón es el Eoceno el que mejores estructuras presenta, siendo más escasa en el Cretáceo.

En cuanto a la cuenca terciaria del Ebro, cuyo substratum está formado por el Eoceno, como nos describe A. Marín, son numerosos los sondeos hechos en ella en busca de las sales potásicas y nunca se ha encontrado petróleo en el Oligoceno. Habría pues, que alcanzar el Eoceno donde éste se acerque a la superficie, siendo esto

atractivo si las profundidades no resultan prohibitivas, pues es una cuenca subsidente adecuada a la formación del petróleo, como la de Viena, donde recientemente se ha hallado el yacimiento más rico de la Europa central.

En resumen: las estribaciones de los Pirineos ofrecen posibilidades petrolíferas en los terrenos mesozoicos y eocenos, que han de investigarse por separado debido a sus grandes espesores. Los sondeos han de calcularse para más de 2.500 metros, en general. Las estructuras están perfectamente selladas por cubiertas de centenares de metros de margas. La mayoría de estas estructuras se hallan en el Eoceno.

Región ibero-cantábrica

Está caracterizada esta zona por el tránsito a facies continental del Infracretáceo (Wealdense) y por la facies nerítica del Aptense y Albense. Se extiende desde la costa de Santander hacia el interior por el Norte de la provincia de Burgos, NE. de la de Palencia, penetra en la de Alava y algo de Navarra, y separada por una franja de Mioceno lacustre sigue rodeando la Sierra de la Demanda hacia Logroño y Soria y, por último, penetra en la provincia de Zaragoza por Torrelapaja.

Tres son las subzonas en que vamos a subdividir esta amplia zona, a saber:

- 1.^a Comarca cantábrica.
- 2.^a — burgalesa.
- 3.^a — soriana.

Hacemos esta subdivisión porque aunque las forma-

ciones son análogas y, por tanto, tienen un origen común, la tectónica ofrece características distintas, principalmente desde nuestro punto de vista.

La primera comprende la comarca plegada de la Cordillera Cantábrica. Está comprendida entre el mar, al Norte; el macizo herciniano de Asturias, al Oeste; al Sur, por la depresión que de Vitoria sigue al Norte de los Montes Obarenes, y de la Sierra de Tesla pasa al Norte de Soncillo y llega a las proximidades de Reinosa; al Este, la limitan las formaciones pirenaicas.

La segunda comarca limita al Norte con la anterior, al Sur y al Este con el Mioceno de Burgos, y al Oeste con las formaciones primarias del Norte de Palencia y SE. de Santander.

La tercera, para nuestro objeto, comprende principalmente las comarcas de Burgos y Soria, entre el límite de esta provincia, al Este de la capital, El Burgo de Osma y Salas de los Infantes.

En ellas, al final del Keuper, hubo una invasión del mar, depositándose con poco espesor el Lías y el Jurásico hasta el Caloviense, cuya presencia se señala en los bordes occidental, en el meridional de Burgos, en Poza de la Sal, más hacia el Norte en la alineación de Oña y, según Ríos y Almela, en Nograro (Alava). También se muestra en el límite Norte de la comarca de Soria. Después de un período de calma en el que, según dice muy bien Ciry, se forma un continente de nivel muy cercano al del mar, que enlaza el macizo herciniano de Asturias con la Meseta y que dura casi todo el Jurásico superior, tiene una época de subsidencia que comienza por el Norte y avanza hacia el Sur, en la que establece un régimen de estuario, durante el que se depositan gran cantidad de sedimentos detríticos, formados por areniscas, pudings y

conglomerados de cuarzo, que alternan monótonamente con arcillas rojas ferruginosas y algunos bancos poco potentes de caliza. Este conjunto de enorme espesor forma el Infracretáceo en su facies wealdica. Sigue luego un episodio marino en la subzona cantábrica, que llega a penetrar en la burgalesa, donde se observa bajo Ailanes en el Valle de Zamanzas, que corresponde a la base del Aptense, y vuelve luego a repetirse la facies detrítica, pero menos arcillosa y ferruginosa, durante el Aptense y Albense y, por fin, el mar invade definitivamente la zona durante el Cenomanense, que contiene margas, areniscas y calizas. Sigue después un régimen marino más o menos profundo durante el Turonense, formado por margas, calizas margosas y cristalinas, cavernosas en ocasiones, que forman, muy características, las primeras grandes cornisas de las escotaduras que constituyen los barrancos y valles, frecuentemente horadadas por las aguas hasta formar puentes naturales y angosturas.

Sigue luego el Senonense en todos sus pisos, formados por margas y calizas margosas y arenosas, el cual está coronado por el Maestrichtiense. En la depresión arriba citada, el Eoceno se superpone al Cretáceo superior, concordante, y sobre éste el Oligoceno, discordante. Al Sur es el Mioceno de Burgos el que recubre el Cretáceo superior, en posición horizontal.

En Soria este piso se superpone al Oligoceno, en la misma posición horizontal o ligeramente inclinada, mientras éste está en sus primeras hiladas en aparente concordancia con el Cretáceo superior.

Vemos, pues, que los horizontes en que se ha podido formar el petróleo son: el Keuper, el tránsito de este piso al Wealdense, si faltan el Lías y el Jurásico, o el de estos últimos a dicho Wealdense.

Si fuesen las margas del Keuper la roca madre del petróleo, sólo cabría buscar este líquido en estructuras amplias, como en el resto de España, ya que en este piso sólo se forma en bolsadas aisladas, y para emigrar de él y reunirse varias de ellas en una roca porosa y formar yacimientos comerciales, hace falta que sean comprimidas dentro de una sola estructura apropiada a la acumulación y, por tanto, aquélla ha de ser extensa.

El establecimiento del régimen de estuario es muy adecuado a la formación de petróleo; como hemos dicho, el Wealdense se caracteriza por una alternancia monótona de arcillas y areniscas muy ferruginosas, con algún episodio calizo. La arenisca es casi siempre arcillosa, con granos de tamaño variable, hasta formar pudinguillas de piedras de cuarzo redondeadas. Unas veces son muy compactas y con la dureza de este elemento, y otras son arena suelta de grano fino. Contienen los elementos del granito, con el que se confundiría a veces si no fuese por el óxido de hierro que siempre las acompaña. La arcilla es sabulosa, del color rojo oscuro de óxido férrico, a veces con mica en abundancia. Las calizas están en lechos de poca potencia, que no excede de un metro y, casi siempre, oscila entre 20 y 40 centímetros. Son lacustres, sin fósil alguno, arcillosas y arenáceas.

Veamos si el Wealdense puede ser roca madre del petróleo. Las arcillas ferruginosas de color rojo oscuro que contiene no pueden ser rocas madres, porque son francamente continentales y desprovistas de materia orgánica, pues si la contuviera ésta hubiera reducido el óxido férrico a ferroso, decolorándolas. Así sucede, característicamente, en las arcillas que están en contacto con las areniscas que contienen petróleo o lechos carbonosos. Podrían ser estas arcillas grises azuladas, petrolígenas, pero se observa casi

siempre el fenómeno de que sólo adquieren esta coloración en una franja relativamente estrecha junto al contacto, cambiando el resto a rojas; por tanto, es más bien de creer que la reducción ha sido efectuada por el petróleo contenido en las areniscas. Además, en tales casos es común la existencia de pirita de hierro, azufre y aguas sulfhídricas, mientras no sucede así en las rojas y areniscas adyacentes a éstas, salvo si las aguas son saladas, en cuyo caso se repite el fenómeno de la decoloración, pero entonces también pueden observarse indicios de materia orgánica.

Las areniscas no reúnen condiciones de roca madre, pues en ellas no puede haber la fermentación anaerobia, a causa de su porosidad; son únicamente rocas depósito.

Por otro lado, hemos observado otros dos fenómenos, que vienen a confirmar que en pleno régimen Wealdense no parece estar la roca petrolígena. Se han atravesado de este piso con la sonda cerca de 600 m., cortando 12 capas de areniscas con petróleo, agua salada y sulfhídrica y gases de petróleo. El sondeo empezó donde ya estaban erosionados unos 300 m. del piso; estimamos, pues, que sólo quedan por reconocer unos 400 m. para llegar al Lías, o en su defecto al Trías. Otros reconocimientos en otros lugares no señalan ni indicios de petróleo ni arcillas decoloradas dignas de tener en cuenta. El primer reconocimiento se hizo en zona diapírica con fallas escalonadas; los otros en zonas sin fracturas apreciables.

Deducimos, pues, que ha habido emigración vertical y, por tanto, que el petróleo proviene de un nivel inferior.

El otro fenómeno es el grado de polimerización del petróleo, y aunque aquí no detallaremos el análisis del crudo, sino más adelante, diremos que dentro de la diversa fluidez del hallado en las varias capas cortadas, su carácter

es nafténico-parafínico, siempre polimerizado, hasta el punto de que llega a producirse una alquilización, uniéndose al núcleo nafténico la cadena recta parafínica.

Estas reacciones son propias de petróleos emigrados e incluso de segunda emigración.

Y si como consecuencia de cuanto hemos dicho, deducimos que no es el Wealdense en sus tramos medio y superior la roca madre del petróleo ¿cuál es entonces?

Dudamos del Triás por lo esporádico de sus indicios en el Norte de España, en donde ha dado petróleo. Nos inclinamos hacia el Liásico, Jurásico o a la base del Wealdense, o sea, en los períodos de cambio de facies marina a la continental y en los del comienzo de la subsidencia como probables primeros niveles que pueden haber originado yacimientos petrolíferos de importancia comercial en esta zona, aunque no excluimos totalmente al Keuper, ya que reúne las condiciones de roca madre y tiene petróleo en otras zonas.

En el período final del Wealdense puede haber un horizonte petrolígeno, pues se indica una transgresión del mar, de breve duración, cuyos testigos son unas calizas marinas que inician el Aptense, seguido de un régimen nerínico, que continúa con algunos breves episodios calizos hasta el Cenomanense. Hay, pues, unos tránsitos apropiados a la formación de petróleo.

Los pisos Aptense-Albense presentan, dentro de este carácter detritico, cambios de facies laterales que los diferencia de unas regiones a otras. Siempre constan de potentes lechos de areniscas con arcillas en capas intercaladas y, como hemos dicho, algún lecho de calizas en bancos delgados, especialmente al principio y final de estos pisos. Las areniscas son claras, formadas por granos de cuarzo, algunas veces muy cargados de mica y piritita

de hierro, en el Norte de Burgos; a cambio, en la región de Basconillos del Tozo, Ubierna y en la de Soria son verdaderas arkosas. Las arcillas son, o rojo claras o gris azuladas, y hay lechos de arcilla muy pura, que sirven para cerámica. También contiene lechos carbonosos. En un sondeo hecho en Tudanca, el agua, a gran presión, arrastró notables cantidades de materia carbonosa.

En el Norte de Burgos, aquellas areniscas, formadas por pequeños granos sueltos de cuarzo, color amarillo claro y blanco, muy brillantes y redondeados, constituyen un nivel potentísimo, cuyos lechos llegan en algunos puntos a 70 m. de espesor; contiene mucha agua, que cuando brota en cascada, forma tobas.

Este nivel sería un excelente depósito de petróleo, que hay que investigar con la mayor atención, pues ocurre el caso sorprendente de que hasta ahora en esta facies no se ha encontrado más indicio petrolífero que el de Huidobro; a cambio, en las arkosas de Basconillos y Soria hay intensas manifestaciones de asfalto.

Como estos pisos no pueden constituir roca madre, este asfalto es petróleo de emigración, mejor dicho aún, es el mismo petróleo que hemos dejado señalado en el Wealdense, en segunda emigración, pues sus características son iguales, pero convertido en asfalto, por polimerizaciones, condensaciones y oxidaciones más acentuadas. Siendo estas arkosas menos porosas y permeables que aquellas arenas ¿las vicisitudes de la emigración del petróleo nos han sido tan desfavorables que no haya un lugar en que esté acumulado y conservado en las mejores?

En los pisos superiores, o sea en el Cretáceo medio y Senonense, no hay interés petrolífero más que en Alava, donde, como es sabido, los asfaltos de Maestu, Leorza, etcétera, se encuentran en estos pisos y en el Eoceno, y

el sondeo de Gastiain, que dió gases en margas turonenses, facies ya distinta a la que nos ocupa, donde este piso es principalmente calizo.

Así pues, en la región que nos ocupa, y en la escala geológica que nos interesa, el substrato está formado por el Trías, coronado por calizas fétidas sobrepuestas al Keuper; contiene abundantes asomos ofíticos. El Lías y Jurásico, calizos y margosos, asoman hasta el Caloviense en los bordes del Wealdense, y con espesores variables en Burgos y Soria (algo más de 200 m. en total en Burgos y de 500 en Soria). Sigue luego el Infracretáceo. Este último período es el característico de la zona; es el que contiene los indicios petrolíferos en mayor abundancia y adquiere enormes espesores. El Wealdense pasa en el Norte de los 1.200 m., en monótona alternancia de areniscas de diferente grano y arcillas. El Aptense-Albense llega a los 400 metros de depósitos detríticos, en facies tránsito del régimen continental al marino. Le recubre el Cenomanense con margas, calizas margosas y areniscas, en espesor variable de unos 80 a 120 metros. El Turonense está formado por margas y calizas duras y margosas, de color azul a la intemperie y grises y amarillentas en la fractura. Forman parte muy importante en los paisajes agrestes de la zona. Su espesor es superior a 200 metros.

Sigue el Coniaciense, margoso, que forma los terrenos de cultivo, entre las calizas turonenses y las senonenses superiores, siendo estos últimos pisos de espesor variable, el cual disminuye de Sur a Norte.

El Campaniense y el Santoniense presentan tramos margosos y calizos, arenáceos, y los bancos de estos últimos forman las cornisas superiores de los montes de laderas erosionadas.

El Maestrichtiense presenta facies predominantemente continental. El Eoceno adquiere importancia en la región de Alava y el Oligoceno sólo se presenta en algunos valles.

Comarcas cantábrica y burgalesa

Estamos conformes con Ciry en que los terrenos mesozoicos que cubren estas comarcas forman un gran caparazón, que recubre por el Este en amplísimo anticlinorium el macizo herciniano de Asturias, el eje del cual se prolonga hacia el SE. La rama Norte de este anticlinorium es la cordillera cantábrica (extremo Norte de Burgos y Santander) hasta encontrar los pliegues que vienen del Este. La rama Sur está en Palencia y Burgos.

La subzona cantábrica se encuentra ampliamente plegada y erosionada. Su suelo está formado en su gran parte por el Infracretáceo, cuyos depósitos detríticos están separados en dos series por el episodio marino, arriba citado, en la base del Aptense, el cual penetra en indentaciones, a veces profundas, en la comarca burgalesa. Asoma en grandes manchones el Trías, frecuentemente bordeado por Lías y Jurásico. En la costa está representado el Cretáceo superior y también el Eoceno. Los pliegues y fallas siguen en la parte Sur de la comarca una dirección de Oeste a Este, para doblar en la parte oriental de la provincia de Santander, hacia el SE., mientras en la parte Norte describen un amplio arco convexo hacia dicho rumbo, como si unos y otros partieran del macizo carbonífero de Picos de Europa.

Se señalan indicios petrolíferos, en forma de areniscas impregnadas, en el Puerto del Escudo, en Corconte, en

Robledo Haedo, en los crestos que bordean la carretera del Escudo a Soncillo, en las proximidades de Santander y Torrelavega, etcétera. Los sondeos de Robledo Haedo, Polanco y Ajo dieron pequeñísimas cantidades de petróleo, sin acompañamiento de gases, todos ellos en las areniscas de facies wealdica, salvo en el de Polanco, que fué en el Trias, o en el tránsito del Wealdense, según opina Dupuy de Lôme.

Dada la abundancia de estos indicios, merece atención esta extensa comarca.

Sin embargo, concedemos por hoy más importancia a la burgalesa. La razón es la existencia de fenómenos diapíricos, unos perforantes y otros nacientes, que asociados a estructuras en cúpulas, anticlinales, brachianticlinales y monoclinales, sellados, abundantes indicios de petróleo, aguas saladas y sulfurosas, ofrecen las mayores posibilidades a la acumulación y conservación de aquél.

Partimos en nuestro estudio de esta comarca de la región central de altas mesetas, o sea: los páramos de Masa, las Loras de Sargentos y las cumbres de Sedano, región que tiene, como veremos, una gran importancia desde nuestro punto de vista. Se extiende en la dirección dominante de los accidentes principales de la subzona, o sea, de NO. a SE., desde Bricia, Polientes y Loras, al Sur de este último lugar, hasta Rucandio, Poza de la Sal y Quintanilla de Sobresierra. Está formada por Cretáceo medio y superior en posición subhorizontal, formando un amplio sinclinal, cuyos flancos tienen una levísima inclinación, que no pasa del 5 % en promedio, y no permiten fijar con exactitud la posición de su eje, que debe pasar más al Sur de Sargentos de Lora y de Poza de la Sal con dirección Noroeste-Sudeste.

Sobre el Infracretáceo y el Cenomanense, que asoman

en las grandes escotaduras, surcadas por los ríos Ebro, Rudrón y arroyos afluentes, en la parte Norte de esta comarca, se apoyan las calizas turonenses, formando esta roca más dura a modo de una bandeja, en cuya parte central sostiene el Senonense y Maestrichtiense, conformados en elevados montes, separados por barrancos. Las laderas de estos montes son generalmente muy inclinadas, sobresaliendo los tramos calizos, que forman escarpes.

Limitan al Oeste las altas mesetas con el Cretáceo inferior de Polientes, que asoma levantando con suavidad relativa los estratos turonenses y produciendo algunas fallas paralelas a dicho límite, o sea, de dirección NE.-SO. Al Este limita con el Mioceno de Burgos, bajo el que se oculta.

En cuanto a los otros dos límites los constituyen dos series de formaciones muy accidentadas, que son las que dan interés petrolífero a la comarca, y cuya tectónica es complicada, la cual vamos a tratar de explicar, según nuestro juicio, del modo siguiente:

El movimiento pirenaico elevó esta comarca en prolongación del macizo asturiano en dirección NO.-SE., quedando, naturalmente, más elevada la parte NO. más próxima a dicho macizo, y que, por tanto, sufrió la mayor erosión. El núcleo central resistió el levantamiento sin plegarse, por lo que se formó la región de las altas mesetas, pero los bordes laterales se plegaron. En el borde Norte, al venir las presiones de este rumbo, éstas se estrellaron contra el bloque rígido central, y como éste formó un saliente hacia el Norte, por la parte NO., los pliegues tuvieron una forma radial, en cuyos espacios, cada vez más amplios hacia el SE., se formaron otros pliegues intermedios. Por esta razón, entre los grandes anticlinales de Léva, San Cristóbal-Tesla y Zamanzas, se originan una

serie de cúpulas, tales como la de Tudanca, la de El Pando, el brachianticlinal de Monte Grande y otros pliegues agudos de corto recorrido y acuñados hacia el Noroeste.

En el borde Sur no existió esta resistencia y, por ello, estos accidentes son más continuos, y no se presenta esta clase de estructuras en cúpulas más que cuando se producen fenómenos diapíricos, de los que luego hablaremos.

Vinieron a continuación los fenómenos de erosión y el movimiento alpino, que unidos a la plasticidad del Triás y, también, aunque no en tan alto grado, del Cretáceo inferior, dieron la configuración estratigráfica actual a toda esta comarca.

Es evidente que los bordes laterales de la zona de las altas mesetas quedaron sin más apoyo que los citados terrenos plásticos y, en los lugares de aquellos bordes donde la erosión no desmanteló el Senonense, el Turonense seguía soportando su enorme peso y, por tanto, a la más leve sacudida debieron romperse sus estratos y hundirse o bascular; esta sacudida debió ser el movimiento alpino. Y, en efecto, en la franja de Cubillos de Butrón a Turzo tenemos claro este fenómeno. El Turonense, soportando al Senonense descendiendo, hacia el NE., desde la cota 900, en Valdeateja, hasta desaparecer en Pesquera de Ebro, bajo el nivel de este río, de cota 615. El descenso debió ser lento, pues desde San Felices hasta la entrada del Valle de Zamanzas se produce un suave bombeo, pero al fin rompe en este punto y bascula, produciendo aquella falla, de enorme interés en nuestro aspecto.

La compresión que produce este hundimiento obliga al Triás, por su plasticidad, a escurrirse a zonas más débiles, y las encuentra en el iniciado anticlinal de Zamanzas, seguramente ya desprovisto, por la erosión, del Senonense, y lo acentúa fuertemente, elevándose el Turonense hasta

adquirir en los flancos una inclinación que, en la parte más amplia del anticlinal, pasa de los 30° y, en el extremo oriental, llega a ponerse vertical. La falla Cubillo de Butrón-Turzo marca el contacto del anticlinal con la región de las altas mesetas, y un sinclinal roto en V el de aquél con la de cúpulas situadas al NE. La inyección, por decirlo así, de Triás, en este anticlinal no fué completamente uniforme, y se formaron protuberancias diapíricas en el Wealdense, que son objeto de investigación petrolífera. Ofrece, además, la particularidad, este anticlinal, que su parte central no se arqueó, permaneciendo el Turonense en posición sensiblemente horizontal (véase corte adjunto). Su recorrido es, desde Bricia a Porquera, erosionado y recubierto hasta Rucandio.

No tan acentuados se produce la misma serie de fenómenos en el borde Sur, en Basconcillos del Tozo, y cuyos anticlinales se prolongan hacia el SE., para desaparecer bajo el Mioceno de Quintanilla de Sobresierra y Hontomin.

Dos pliegues pronunciados se producen dentro de la zona de las altas mesetas. Uno, el de Huidobro y, otro, ya marginal, en Poza de la Sal. El primero producido, a nuestro parecer, por el mismo fenómeno que originó la falla de San Felices, la que al crear una zona de debilidad favoreció el levantamiento de los terrenos plásticos inferiores en Huidobro. Se formó así este anticlinal, que luego se erosionó, dejando una hoya. Está limitado por dos fallas; al Sur, por la de San Felices y, al Norte, por otra que desaparece bajo el Senonense, antes de llegar al río Rudrón, ambas de rotura sin salto apreciable y que se extinguen hacia el Este.

El segundo pliegue citado es seguramente un fenómeno diapírico del Triás. Es una cúpula intensamente erosionada, y limitada por sendas fallas, que se prolonga en un

arco suave, que cada vez se difumina más, hasta la hoya de Huidobro.

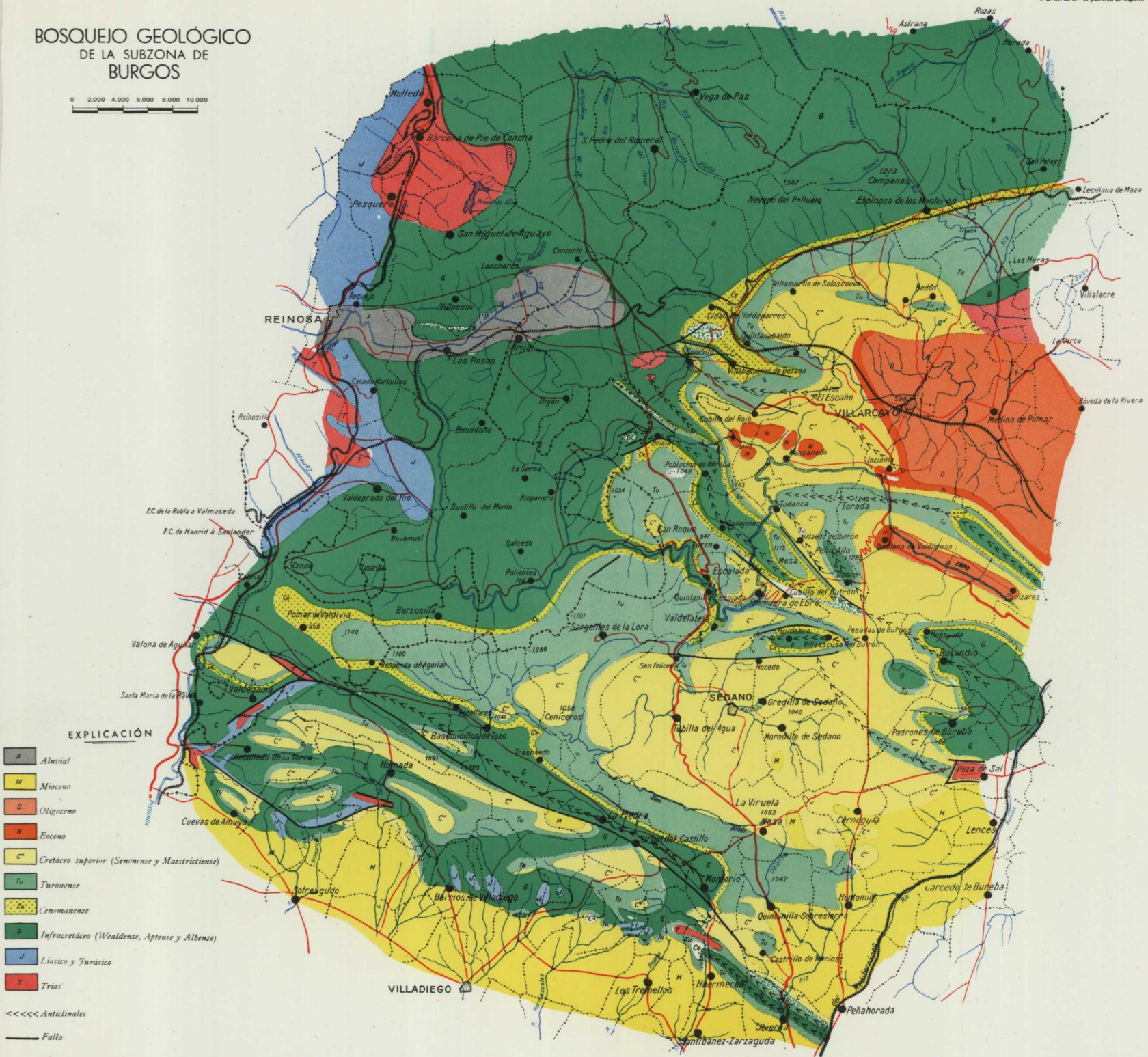
Pues bien, tanto en el borde Norte, como en el Sur, y en la hoya de Huidobro, son intensísimos los indicios petrolíferos, producidos aquí con tal intensidad, en parte debido al escurrimiento obligado por aquellos fenómenos explicados, y se investiga esta zona con tanto interés por esta razón y también porque creemos que cualquier estructura, si es de gran amplitud, puede ser productiva.

Comarca de Soria

Separada de la burgalesa por el Mioceno de Burgos comprende tres franjas: una, al Norte, formada por el Infracretáceo; otra, paralela a ella con el Cretáceo superior y, una tercera, meridional, terciaria con asomos del Cretáceo. La primera se extiende desde Salas de los Infantes hasta Cervera; está limitada al Norte por el Triás, Lías y Jura, en delgadas franjas que lo separan, en parte, del Paleozoico de la Sierra de la Demanda, y, por el Sur, los crestones calizos que forman las sierras que bordean por el Sur la carretera de Soria a Burgos. El Wealdense ocupa la parte más septentrional, y el Albense-Aptense las vertientes de aquellas sierras, donde aparecen los asfaltos, impregnando las arkosas y areniscas, siendo en los alrededores de Fuentetoba donde estos asfaltos se manifiestan más ostensiblemente. Está este afloramiento Albense-Aptense en la rama Norte de un sinclinal; se erosiona, dejando al descubierto al Wealdense, el cual, hasta su límite Norte, se halla plegado. Presenta también algunos indicios petrolíferos, entre los que señalaremos el de Salas de los Infantes.

La segunda franja corre desde Soria hasta, aproximada-

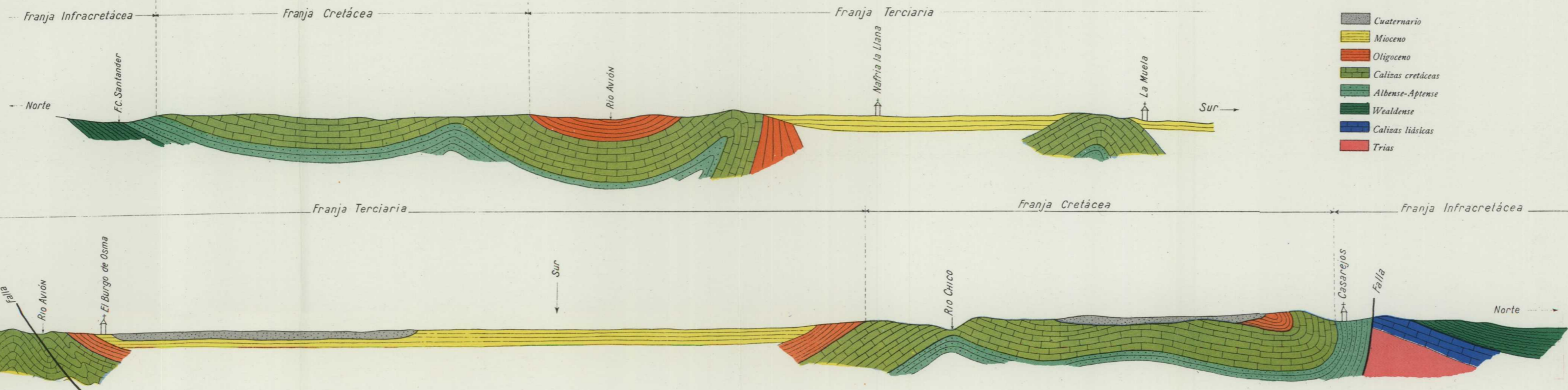
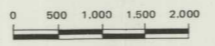
BOSQUEJO GEOLÓGICO DE LA SUBZONA DE BURGOS



EXPLICACIÓN

- A Aluvial
 - M Mioceno
 - O Oligoceno
 - E Eoceno
 - C⁺ Cretáceo superior (Senonense y Maestrichtense)
 - Tu Turonense
 - Cenomanense
 - G Infracretáceo (Wealdense, Aptense y Albense)
 - J Liásico y Jurásico
 - T Triás
- <<<<< Anticlinales
 Falla

CORTES GEOLÓGICOS EN LA ZONA DE SORIA



EXPLICACIÓN

- Cuaternario
- Mioceno
- Oligoceno
- Calizas cretáceas
- Albense-Aptense
- Wealdense
- Calizas liásicas
- Trias

mente, el límite de la provincia, donde acaban las sierras citadas. En ellas están representados todos los tramos del Cretáceo, y en sus pliegues erosionados asoma al Albense-Aptense. Es una franja plegada que recubre concordantemente a la anterior, y cuyo límite meridional son las formaciones terciarias de la tercera franja.

Esta última, a su vez, limita al Sur con el Triás, que desde Medinaceli corre hacia el Oeste hasta más al Sur de El Burgo de Osma. Está formada por el Eoceno, poco extendido, el Oligoceno, aparentemente concordante con el Cretáceo superior, sobre el que, en general, descansa, y por el Mioceno lacustre, casi siempre horizontal o con un ligero buzamiento. Entre las manchas oligocenas aparece en cúpulas y anticlinales el Cretáceo superior y, a veces, incluso el Albense-Aptense. Está también plegada, presentando estructuras que con frecuencia son complicadas.

Esta comarca constituye, pues, un geosinclinal, que comenzó a hundirse en el Triásico y, después de una regresión en el Jurásico superior, tuvo el régimen de estuario durante el Infracretáceo y siguió su descenso durante todo el Cretáceo, emergiendo luego como consecuencia del movimiento pirenaico, pero sin sufrir grandes plegamientos, por lo menos en la segunda y tercera franja, como parece demostrar la concordancia de los estratos oligocenos con los cretáceos. Luego, el movimiento alpino fué el que plegó esta zona, en ciertos lugares con alguna violencia, pues se presentan pliegues-fallas (Calatañazor) y pliegues volcados (Nódalo, Sierra de Hinodejo), en los que el Cretáceo descansa sobre los conglomerados oligocenos y cobijaduras de cierta importancia (Soria), así como grandes fallas (San Leonardo, Soria, Arnedillo, etcétera).

Por último, el Mioceno recubre en discordancia el Oligoceno.

Todos los pliegues y accidentes tienen la dirección Este-Oeste. El levantamiento ha sido mayor en la parte Norte, donde el Wealdense tiene una cota superior (más de 1.100 m. sobre el nivel del mar) que el Cretáceo superior de El Burgo de Osma (1.000 metros aproximadamente de cota).

Así pues, en esta comarca hay dos niveles para investigar. Uno el Wealdense, que con sondas potentes puede explorarse en las tres franjas citadas y con otras más ligeras en la franja Norte, y otro, el Albense-Aptense, que puede llegarse a él en estructuras selladas, en la segunda y tercera franja, más favorable esta última por hallarse más lejos de los afloramientos y porque su sellado es perfecto, ya que están sus estructuras rodeadas de terrenos terciarios. Y aun hay la posibilidad de hallar alguna roca depósito superior al Albense-Aptense.

Los espesores y tramos de los diversos terrenos son parecidos a los de la comarca burgalesa, si bien el Albense-Aptense parece adquirir un mayor desarrollo, que varios geólogos hacen llegar a 800 metros. También aparece aquí, aunque con poco desarrollo, el Jurásico, pero no de un modo uniforme. Se le achaca un espesor de 200 metros como máximo, mientras que al Lías le atribuyen más de 300 metros.

Damos a esta comarca un interés petrolífero análogo a la burgalesa.

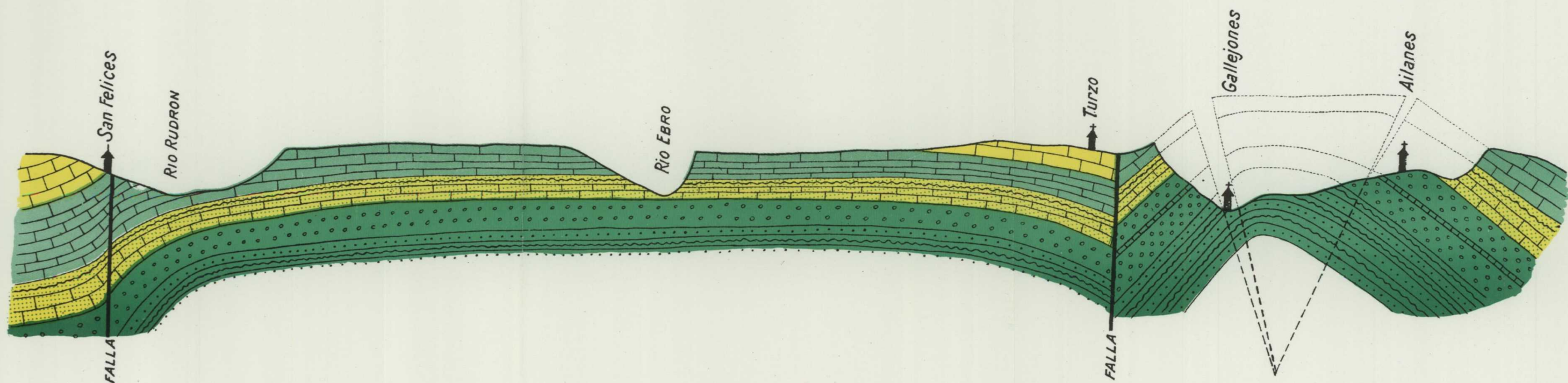
No debemos dejar sin señalar que en el Triásico de Medinaceli hay unas manifestaciones de petróleo, sitas en las dolomías del Muschelkalk; el origen de este petróleo es más profundo seguramente, ya que rellena oquedades y grietas y el terreno no está fracturado. Están en el anticlinal triásico de Medinaceli.

Este indicio es el más antiguo de los de su clase que se






SUBZONA DE BURGOS

CORTE SAN FELICES-AILANES

Escalas { Horizontal 1 : 50.000
Vertical 1 : 20.000



EXPLICACIÓN

-  Senonense
-  Turonense
-  Cenomanense
-  Albense Aptense
-  Wealdense

encuentra en España, y es preciso tenerlo muy en cuenta en futuras investigaciones si en los terrenos superiores no se encuentra una roca madre.

Otras regiones ibéricas

La comarca anteriormente reseñada tiene su prolongación hacia el Este, penetrando en Aragón por Torrelapaja, donde hay unas arkosas y areniscas, análogas a las de Soria y Burgos, impregnadas de asfalto; también hay allí estructuras dignas de exploración, con características en todo parecidas a las de la segunda franja de Soria.

En Cuenca hay también manifestaciones petrolíferas cretáceas, y no hay que olvidar tampoco las manchas de este terreno y del Eoceno, que asoman en medio del Mioceno de la meseta, tales como las de Guadalajara, Madrid y Toledo, si bien no tenemos conocimiento de que se hayan hecho estudios al fin que nos ocupa, aunque tenemos noticias de algunos indicios (muy escasos y dudosos), aparecidos en estos asomos o sus proximidades.

Regiones del Sur

Estas regiones son las menos conocidas por nosotros. Sólo hemos hecho algunos recorridos por las provincias de Alicante y de Jaén, y tenemos un informe del sondeo de Chinchilla (Albacete), del ilustre ingeniero D. Alfonso del Valle, aparte el muy conocido del Sr. Gavala sobre parte de las provincias de Sevilla y Cádiz, además del de Dupuy de Lôme sobre Garrucha (Almería), y otro del señor Novo sobre este mismo lugar. El haberse reservado

el I. N. I. las provincias de Cádiz, Sevilla y Málaga, ha sido la razón principal de nuestro retraimiento de esta parte de España, la cual, además y a pesar de entrar de lleno en el geosinclinal terrestre mesozoico, no lo consideramos, por ahora, de un interés tan inmediato como las otras regiones de que nos hemos ocupado. Nuestras razones, no muy fundadas, desde luego, por el motivo arriba expuesto, son las siguientes:

Dividiendo las regiones petrolíferas que ocupan la depresión correspondiente al antiguo canal Norte-Bético, que separó la primitiva isla Bético-Rifeña de la meseta castellana, en tres: la occidental, que comprende las provincias de Cádiz y parte de la de Sevilla; la oriental, con las de Alicante y Murcia, y la central el resto de aquélla, vemos que la occidental se halla muy erosionada, a causa de las frecuentes y largas regresiones del mar, hasta el punto de que en muchos lugares, el Mioceno, período en que el canal estuvo abierto en toda su longitud, reposa sobre el Keuper, y este mismo piso está al descubierto en mucha extensión. Por tanto, el petróleo, que indudablemente se formó en él, se ha disipado en gran cantidad. Si continuamos siguiendo a Gavalá y analizamos la clase de indicios que allí se presentan (volcanes de lodos, gases y aceites saliendo a través de rocas impermeables), vemos que las condiciones locales son desfavorables, y habrá que buscar muy detenidamente estructuras selladas, con roca depósito y de cubierta, que al mismo tiempo tengan alguna comunicación con el Keuper. Es decir, zonas subsidentes a partir del Triás que no estén tan erosionadas; pero sí influidas por movimientos tectónicos posteriores. Labor allí muy delicada, lenta y costosa, que nos ha inducido a no considerar esta subzona o distrito petrolífero como de interés tan inmediato. A cambio, estimamos muy laudatorio

que el I. N. I. se haya decidido a hacer estos estudios, dirigidos por el mismo Sr. Gavalá, que tan admirablemente conoce la región, pues donde hay un indicio petrolífero y algo que le apoye, hay que investigar cueste lo que cueste, y allí hay ambas cosas.

La región oriental es un caso distinto y no menos azaroso. Los indicios petrolíferos escasean, pero los hay y en forma bien diferente, pues el que conocemos consiste en asfalto rellenando fisuras, pequeñas fallas y lechos de estratificación de margas de Flysch sobre calizas numulíticas del Luteciense, inmediatamente recubiertas aquéllas por el Aquitaniense.

La zona donde aparecen estos indicios es en plena cordillera Penibética y hasta ahora son únicos. Para valorizarlos sería preciso que apareciesen otros, para probar que no constituyen un hecho aislado.

Esta parte oriental es una zona subsidente desde el Triás hasta el Oligoceno, estando en ella representado el Lías, Jurásico, Infracretáceo con gran potencia, así como el Cretáceo en todos sus pisos y el Eoceno; todo ello muy calizo y margoso, formándose en este último una facies de Flysch muy característica. Falta el Oligoceno casi totalmente, y luego encontramos el Mioceno marino hasta el Helveciense inclusive, sobre el que se depositó el Continental.

La concordancia aparente de los tramos inferiores del Mioceno prueba que la enorme masa de sedimentos secundarios y eocenos comenzaron a plegarse a causa del movimiento alpino al comenzar este período, formándose sus pliegues y accidentes, en general, en dirección SO.-NE., pero doblándose en la vertiente meridional de la cordillera hacia el Sur e incluso hacia el SSO., en la proximidad de la costa, como si hubiera habido un segundo eje de levanta-

tamiento, convergente con el de la cordillera Penibética, paralelo a la costa actual, eje hoy hundido en la fosa mediterránea.

En los pliegues de dirección SO.-NE., hacia el cabo La Nao, hay estructuras de enorme amplitud. Ahora bien, los ejes de estas estructuras, anticlinales y sinclinales, frecuentemente están rotos y forman pliegues-fallas y fallas, líneas, por tanto, de menor resistencia en las que asoma diapíricamente el Keuper, con sus yesos característicos y con erupciones ofíticas, y es principalmente en los sinclinales rotos donde ocurre este fenómeno. Así vemos al Triás en contacto discordante e incluso desbordante con todos los terrenos superiores, hasta el Mioceno inclusive. En uno de estos accidentes es donde están las manifestaciones a que más arriba aludíamos; lo que parece indicar que proceden del Keuper, máxime teniendo en cuenta que, en el otro extremo de la zona, es en este piso donde se ha hallado el petróleo.

Si se encuentran más indicios que el citado, y hay rocas suficientemente porosas, no hay duda que ofrecería interés esta región, ya que hemos comprobado la existencia de grandes y suaves anticlinales en medio de una tectónica tan dislocada como es la de esta cordillera.

Región Central

De esta región no tenemos más que referencias: una, el sondeo hecho en Chinchilla de Monte Aragón (Albacete), el cual, después de pasar el Mioceno continental cortó el marino y, en tránsito de una facies a otra, se halló una pequeña cantidad de petróleo primario. Este hallazgo tiene la importancia de un descubrimiento fundamental, y

puede conducir a otros de interés comercial, si se dirigen las investigaciones a lugares apropiados, pues el citado sondeo está situado en una formación horizontal entre fallas de hundimiento, ubicación absurda, sólo fundada en la aparición de unos supuestos indicios de petróleo en un pozo de agua, a raíz de un movimiento sísmico.

Referente a la comarca de Alicante, que comprende la capital y la zona costera hacia el Sur, hasta encontrar los terrenos arcaicos de la mole bética, la forman en superficie el Helveciense, con sus molasas, areniscas calíferas, calizas arenosas y margas. Constituye un bloque hundido, cuyo basculamiento hacia la fosa mediterránea está bien marcado por la inclinación de los estratos hacia el mar, por lo que se producen fallas de descompresión, desfavorables a la conservación del petróleo. Difícil es saber cuál es el substratum en esta región; sólo vemos que hacia el interior se apoya el Mioceno en el Cretáceo, unas veces, en el Jurásico, otras (Crevillente), y muchas en el Triásico, el cual asoma, además, con frecuencia en su seno. Hay indicios petrolíferos en estas fallas, tales como los gases que borbotean en la playa al Norte de Sierra Grossa, por donde pasa una de dichas fallas con asomo de Triás, y los aparentes del sondeo efectuado en Torrevieja, pero a pesar de existir alguna estructura bien definida, como el anticlinal de Benijófar-Rojales, no vemos bien cuál puede ser la roca almacén, o sea la roca porosa recubierta. Son datos éstos, sin embargo, que se han de tener en cuenta para las estribaciones de la cordillera Penibética, en general.

Otra, es un indicio aparecido recientemente en Porcuna (Jaén), consistente en unas calizas grises muy oscuras, brechiformes, impregnadas de gases de petróleo, en parte licuables. Están comprendidas entre otras oquerosas, que pueden constituir una excelente roca depósito.

La comarca en que se encuentran estos indicios tiene como substratum el Keuper, que asoma con gran frecuencia cargado de sal y yesos, y en franja continua la limita al Sur, chapeado por el Eoceno y el Mioceno. Es probable la existencia de algún rápido episodio marino, Jurásico e Infracretáceo, pero de escasa importancia, y luego viene un largo período de emersión hasta el Eoceno, constituido por margas muy cargadas de cal, con lechos calizo-arenosos intercalados (Flysch). Localmente al menos, recubre esta formación eocena unas rocas muy silíceas, en capas muy delgadas y de grano finísimo, que se explota en la comarca, como trípoli. Se corresponde con las de Jerez y otros puntos de Sevilla y Cádiz, que Gavala clasificó como Oligoceno. Cubre a la totalidad las areniscas del Mioceno inferior, las cuales forman las crestas de las altas colinas de Porcuna.

Pues bien, en la base de la formación eocena es donde se encuentra la referida manifestación petrolífera; su posición probable corresponde al Supra-Trías o al Infra-Lías, no siendo posible fijar a cual de los dos tramos pertenece, por carencia de fósiles y por la misma forma de aflorar dichas calizas, siempre por el contacto del Trías con margas blancas eocenas. Se halla en estructuras abiertas y sin interés alguno. Hacia el Oeste, ya en la provincia de Córdoba, hay una zona plegada, y lo mismo al Norte de la gran mancha triásica de Jaén, donde podría haber algún interés en explorar, fundándose no sólo en este indicio, sino también en los de las otras comarcas citrabiéticas. Por sus características geológicas debe asimilarse esta comarca a la región de Cádiz y Sevilla.

* * *

Hemos hecho una rápida reseña de las zonas petrolíferas más importantes de España, guiándonos por los indicios petrolíferos, por las posibles rocas madres y por las probabilidades de almacenamiento y conservación del petróleo. Se fundan en nuestras propias observaciones y en las de ilustres geólogos, como D. Alfonso del Valle, Dupuy de Lôme, Novo, Marín, Gavala, Cantos, Ríos, Almela, así como en las de Ciry, Ashauer y otros.

Sacamos como consecuencia que las tres grandes regiones, pirenaica, ibero-cantábrica y penibética, poseen características distintas, tanto respecto a la roca madre como a la depósito, pues referente a las primeras hay en ellas diferentes épocas de cambios de facies marina a continental, o de subsidencia, que son las condiciones necesarias a la formación del petróleo.

Descartamos, en absoluto, las pizarras bituminosas como roca madre del petróleo, pues la formación de unas y otras son completamente distintas. Para el petróleo es condición necesaria la fermentación anaerobia, en presencia de agua salada, de restos de seres marinos, y las bacterias que originan esta transformación absorben el oxígeno contenido en dichos restos. Por ello, las cantidades de este elemento que entran en el petróleo son muy escasas.

Para la formación de los betunes contenidos en las pizarras bituminosas (en gran parte resinas), la transformación de restos orgánicos se verifica de un modo distinto, no requiere la presencia de agua salada y no parece inter venga el reino animal de un modo predominante en dicha formación. La fermentación no es totalmente anaerobia, y por ello contienen notables cantidades de oxígeno. También la diferencia estriba en la proporción de nitrógeno en ambos productos, mucho más elevada en las pizarras que en el petróleo, en el que es prácticamente inapreciable.

Esto indica un origen principalmente vegetal de aquéllos. Más diferencias se encuentran en que los betunes no son solubles en los disolventes usuales del petróleo. Además, un hecho observado es el paso lateral de pizarras bituminosas a carbonosas (cuando la facies pasa francamente a continental). Estas, como se sabe, dan productos de destilación análogos a los del carbón, mientras las primeras, por pirogenación, dan un destilado, que se diferencia del petróleo por su gran contenido en oxígeno (fenoles) y su menor proporción de hidrógeno.

Pero como en realidad contiene fuerte proporción de hidrocarburos, se ha pretendido que pueden ser rocas madres del petróleo.

En primer lugar, son pocos los campos petrolíferos donde hay niveles de pizarras bituminosas; en segundo lugar, para la transformación de los betunes en hidrocarburos se necesitan temperaturas superiores a los 700° C., y en dichos campos la temperatura más alta observada ha sido de 84° C. Además, salvo algún petróleo bruto, ninguno contiene los fenoles que se forman en aquella pirogenación. Otra razón es que los yacimientos de pizarras se hallan distribuidos en zonas continentales, frecuentemente asociados con yacimientos carboníferos, aunque sus capas se hallan distintamente separadas en cuencas análogas a las de carbón, o sea en cubetas y sinclinales.

Se han hecho experiencias de compresión y movimientos diferenciales con pizarras bituminosas y, en efecto, se ha conseguido, por medio de grandes presiones y fricción, producir petróleo, como ya se ha visto que ocurre en algunos yacimientos de pizarras, pero sólo localmente, por efecto de grandes fallas y corrimientos. También por intrusión de rocas volcánicas, como en Colorado, se forma aquél por destilación de dichas pizarras.

Pero hay un hecho real, y es la existencia de porfirina en el petróleo, y como esta materia se destruye a 200° C., éste no puede provenir de la destilación de otras materias.

Concluimos, pues, diciendo que la conjunción de pizarras bituminosas y petróleo en una misma zona es un hecho casual, o de valor puramente local.

En cuanto a la posible acumulación y conservación del petróleo, nuestra opinión es que el movimiento alpino, que siguió al pirenaico, contribuyó a hacer nuestra estratigrafía sumamente complicada, rompiendo, desplazando y plegando aún más los estratos ya movidos por éste, con lo que facilitó la acción de la erosión. Este hecho, desfavorable para toda la minería española, lo ha sido también para la del petróleo, en sumo grado, por tratarse de un fluido volátil que aprovecha la menor salida para disiparse. Así, podemos observar numerosas estructuras desmanteladas o rotas, en las que quedan restos de lo que debió ser un yacimiento petrolífero. Los asfaltos de Alava, Soria y Aragón, los residuos más o menos flúidos de las estribaciones de los Pirineos, las exudaciones de petróleo durante miles de años en el Norte de Burgos, etc., etc., son testigos de campos productivos abortados por la erosión, rupturas, etcétera. Pero además, las estructuras selladas que nos quedan, a causa de los repetidos plegamientos, son de pequeña extensión, en general, y cuando por excepción adquieren amplitud, milagroso es que no estén subdivididas por alguna o varias dislocaciones. Por ello, podemos decir que no es de esperar que en España se encuentren campos con grandes cubaciones, sino que nuestras posibles reservas se hallen distribuidas en varios pequeños yacimientos, cuya explotación, en su día, habrá que llevar con cuidado para aprovecharlos bien y no agotarlos rápidamente. Una reglamentación en este sentido se hace ne-

cesaria, pues estando a punto de emprenderse activamente la investigación de numerosas estructuras, más vale prevenir que curar, y no acudir al remedio cuando quizá sea tarde.

Para aclarar lo que entendemos por estructura pequeña, debemos decir que no nos referimos a su capacidad de almacenamiento, sino también, y como factor más importante, a su capacidad colectora. Sabemos que por unidad de superficie se produce muy poco petróleo, razón por la cual los yacimientos primarios no son industrialmente explotables. Por tanto, han de ser grandes extensiones de terreno petrolífero las que han de alimentar al yacimiento secundario, en emigración lateral, aun cuando exista también la vertical, que por sí sola no es capaz de formar los grandes yacimientos petrolíferos.

Así pues, teniendo en cuenta cuanto hemos dicho al principio, referente a los factores que afectan a la emigración y a las consiguientes mermas que forzosamente han de producirse en estos movimientos, la extensión que ha de absorber una estructura determinada para llegar a constituir un yacimiento industrial ha de ser muy grande, no olvidando que gran parte del espacio que podría ocupar el petróleo lo acaparan los gases y el agua salada, que la porosidad de la roca es como máximo del 30 %, y que se pierde, por no poderse extraer, hasta un 70 % del petróleo contenido.

CARACTERISTICAS DE LOS PETROLEOS ESPAÑOLES

Dos tipos generales de petróleo se han manifestado en España; uno, de base parafínica, en Andalucía, y otro, nafténico parafínico, con fuerte proporción de asfalto, en la mayor parte de los indicios hallados. Los primeros son los triásicos de Cádiz, Sevilla y Garrucha (Almería), y los segundos, los cretáceos y eocenos de Burgos, Santander, Alava, Soria y estribaciones de los Pirineos.

Como la gran mayoría de las muestras obtenidas proceden de afloramientos, o sea, de petróleos expuestos a la acción de los agentes atmosféricos, sus análisis sólo nos indican la naturaleza, pero no sus verdaderas características, por hallarse ya alterados, y, además, las pequeñas cantidades recogidas no han permitido tampoco análisis profundos, que tampoco han interesado, por no constituir yacimientos explotables. Podemos decir que hasta la fecha sólo pueden considerarse como poco o no alterados por la acción de los agentes atmosféricos, o aguas de infiltración, los triásicos de Andalucía y algunos de los descubiertos en un sondeo en el Valle de Zamanzas; es decir, donde al efectuarse una perforación se ha tropezado con capas o bolsas petrolíferas acompañadas de gases, lo que indica un aislamiento completo del exterior. La no existencia de

gases indica que éstos han podido escapar y, por tanto, que, a su vez, el agua se ha infiltrado, arrastrando consigo, en disolución, sulfatos, carbonatos y oxígeno; que, aquéllos, por reducción y, este último, por oxidación, alteran sensiblemente la composición del petróleo, con el que se ponen en contacto. Los sulfatos son reducidos por los hidrocarburos, formándose compuestos sulfurados tales como mercaptanes, tiofenos, etc.; oxigenados, tales como los asfaltos; e hidrógeno sulfurado y azufre. Por otro lado, la pérdida de hidrógeno de los hidrocarburos que forma dicho sulfhídrico y agua, les convierte en otros menos hidrogenados y no saturados, que tienden a polimerizarse, favorecidos por las condiciones de presión y temperatura reinantes, o por la acción catalizadora del mismo sulfhídrico, o de algunas de las diversas sustancias minerales presentes. También dichos hidrocarburos reducen los óxidos férricos a ferrosos, e incluso a hierro libre, al que, a su vez, ataca el sulfhídrico, formando sulfuros de hierro. Así vemos, por ejemplo, en el Wealdense, cuyas capas arcillosas están cargadas de óxido férrico, cambiar su color rojo oscuro a gris azulado al contacto con las capas petrolíferas y contener pirita de hierro, así como las propias areniscas petrolíferas.

La sucesión de las complejas reacciones químicas entre hidrocarburos, sulfatos, carbonatos y óxidos, en los petróleos, desde su formación hasta finalizar sus emigraciones, nos da una gama de características, comprendida entre los más ligeros hasta los asfaltos, a partir de un yacimiento primario dado. Claro es que si hay varios niveles primarios distintos, o en campos de diferentes condiciones geológicas, no hay que establecer comparaciones entre unos y otros, pues el petróleo primario puede ser de tipo distinto, y, a pesar de lo debatido que ha sido este problema, nada

se sabe de las condiciones en que ha podido formarse un tipo u otro, entre los parafínicos, nafténicos y aromáticos. Sólo se sabe que todos contienen las tres series de hidrocarburos, y que se les da su denominación por el que predomina, siendo muy grande la variedad de ellos, lo que ha obligado a hacer una minuciosa clasificación de los tipos intermedios. Así tenemos, además de los tres tipos citados, los parafínicos-nafténicos, los nafteno-parafínicos, los nafteno-aromáticos, aromático-nafténicos, etcétera.

Una regla casi general sí se ha observado, y es que, por encima de un nivel de petróleo parafínico, se pueden presentar otros nafténicos, pero nunca sucede lo contrario. También es una regla general, con excepciones, que en un campo con varios horizontes petrolíferos hay uno en el que el peso específico del petróleo alcanza un mínimo, aumentando aquél en ambos sentidos.

En nuestro suelo podemos observar la confirmación de lo anteriormente expuesto, sobre todo en la zona Santander-Burgos-Soria, que es la más explorada hasta ahora. Allí podemos obtener una gama de petróleos, todos de carácter nafteno-parafínico (*), con mayor o menor proporción de asfalto y de densidades variables. El más ligero, de peso específico 0,940, corresponde a una capa de arenas, cortada en un sondeo de investigación, bajo una capa de caliza lacustre que le servía de techo; salió el petróleo acompañado de gases naturales, sulfhídrico y agua salada y sulfurada; los gases procedían de otra capa inferior, es decir, que no se habían formado con el petróleo de esta capa, pero su existencia indicaba un cierre hacia arriba; no llegaban allí las aguas meteóricas. La composición de este petróleo es la siguiente:

(*) Enmascarada la parafina, lo que le da aspecto muy asfáltico.

industrial simple a presión normal. La primera fracción que se obtiene en cabeza es el keroseno, que una vez refinado constituye un aceite normal para lámparas. La segunda fracción es un gas-oil, el cual puede obtenerse en dos destilados, uno ligero y otro pesado, el primero de los cuales es un aceite perfectamente utilizable como combustible en motores de combustión interna rápidos, pues sus índices Diesel y de Cetano son medios. El segundo puede usarse perfectamente en motores tipo Diesel, y la mezcla de ambos en motores semirrpidos.

El residuo de esta destilación a presión normal es un fuel-oil, más viscoso cuanto más denso es el petróleo original, siendo pastoso en el segundo de los reseñados, por lo que precisa calentarse para su empleo como combustible líquido en quemadores.

Si se pretende obtener destilados viscosos a partir de este fuel, habrá que destilar en vacío y con inyección de vapor de agua recalentado. Se logra así aislar unos aceites cuya viscosidad puede llegar en aparatos industriales a 36° E. a 50° C., con punto de inflamabilidad en vaso abierto de 230° C. El tipo de este aceite corresponde a los asfálticos, pues su índice de viscosidad es muy bajo.

Ahora bien, no son aceites apropiados para motores de explosión, pues resultan difíciles de refinar por los procedimientos vulgares del ácido sulfúrico y tierras decolorantes. Tampoco se obtienen buenos resultados por medio de disolventes selectivos. Hemos ensayado el fenol técnico, el cresol y el furfurool, a diversas temperaturas, y los rendimientos en refinado no justifican su empleo. Esto nos demuestra que contienen pocos hidrocarburos saturados y simples, y, por el contrario, es grande la proporción de hidrocarburos muy complejos, de no saturados y de oxidados.

Otra característica de estos aceites es su bajo punto de congelación, que es de -15° C., salvo las fracciones muy viscosas en las cuales llega a -3° C. Aparentemente, pues, no contienen parafina.

Por todas las características señaladas deducimos que del fuel-oil obtenido por concentración a la presión normal, no pueden obtenerse por destilación más que aceites negros (no refinados) para engrase de vagones de ferrocarril y vagonetas de minas, y aceites ligeros, para ensimarge, insecticidas y algún tipo pálido, ligero también, para máquinas pequeñas, trabajando a temperatura normal, como pequeños motores eléctricos.

Pero si dicho fuel-oil lo sometemos a un cracking moderado, cambia totalmente la naturaleza de los aceites; aumenta el punto de congelación de los viscosos y se hacen refinables con el ácido sulfúrico; también aumenta su índice de viscosidad. La razón es la siguiente: los hidrocarburos complejos son ramificados, tanto de cadena abierta como de núcleo nafténico; estas ramificaciones están formadas por hidrocarburos parafínicos, por lo menos en parte, y son los primeros que se desdoblán por la acción destructiva del calor, y como siempre ocurre en el cracking, la primera reacción de las parafinas es su desdoblamiento en otra parafina más corta y una olefina, y, además, tiene lugar primero en los hidrocarburos de cadena más larga y más compleja, incluyendo aquellas que contienen oxígeno y azufre. Por ello, vemos que basta un cracking moderado para convertir este aceite espeso en otro bastante más ligero y aparecer la parafina en las fracciones más viscosas. Ahora bien, esta parafina, producida a temperaturas relativamente moderadas, es amorfa, o sea coloidal, y pasa a través de los filtros sin poderla separar del aceite. Queda, pues, éste con punto de congelación elevado, que

sólo puede rebajarse por la adición de ciertos productos, tales como el paraflow, que posee esta propiedad.

No hemos tenido ocasión de ensayar temperaturas más elevadas, pues habría que emplear presiones altas también para evitar la tendencia a la polimerización de las olefinas, y no disponíamos de aparato adecuado. Seguramente llegaríamos así a obtener parafina cristalizable, pero también reduciríamos la cantidad de aceites viscosos obtenibles en beneficio de la producción de gasolina y gas-oil.

Deducimos, pues, que estos crudos no son apropiados para obtener aceites refinados aptos para los cárters de los motores de explosión y combustión interna, ni para aquellas máquinas donde hayan de sufrir cambios notables de temperatura.

Su aplicación adecuada es para producir gasolina por medio de cracking o de la hidrogenación.

Claro es que las malas propiedades reseñadas disminuyen con la densidad del crudo, pero entonces aumenta la proporción de keroseno y gas-oil que contienen, y se hacen aun más apropiados para el cracking, que aumenta también su rendimiento en gasolina.

La proporción de gasolina que puede obtenerse de los dos petróleos líquidos arriba reseñados, por medio del cracking térmico, es la siguiente:

Crudo ligero

Sometido en conjunto a dicho cracking, si aplicamos la fórmula de Nelson:

$$Y = 25 + 1,5 (C - R)$$

para residuo líquido (fuel-oil), en la que

$Y =$ % de gasolina producida.

$C =$ Densidad de la carga en grados A. P. I.

$R =$ Densidad del residuo en grados A. P. I.

la cantidad de gasolina de 204° C., de punto final de destilación, será:

$$Y = 24 + 1,5 (19 - 11) = 36 \%$$

ya que la densidad en nuestro caso de la carga es de 0,940 = 19° A. P. I. y la del residuo, fijada a voluntad según las características del fuel-oil que se desee conseguir; en nuestro caso:

$$= 0,995 = 11° \text{ A. P. I.}$$

Las mermas por gases, con una aproximación del 50 %, vienen dadas por la fórmula del mismo autor:

$$Z = 0,45 (C - R)$$

o sea, en nuestro caso:

$$Z = 0,45 (19 - 11) = 3,6 \%$$

Si craqueáramos a cok como residuo, el total de gasolina obtenida se calculará según la fórmula:

$$Y = 303 - 250 S$$

en la que S es igual a la densidad específica del crudo a 15,3° C. = (60/60° F.).

O sea, en nuestro caso:

$$Y = 303 - 250 \times 0,9398 = 68 \%$$

Esta fórmula es menos exacta que la primera, pero creemos, por ensayos realizados en laboratorio, que en nuestro caso se acercará bastante a la realidad.

Claro es que esta gasolina es sin refinar, operación en la cual hay mermas, especialmente en la de cracking a cok, la cual tendrá además poca estabilidad y elevada densidad.

La destilación a cok a la presión atmosférica en matraz metálico ha dado el 90 % de un destilado de 0,895 aproximadamente, de densidad a 15° C., el cual fraccionado dió 6,5 % de gasolina y el 11,4 de keroseno, lo que prueba el elevado rendimiento que por cracking da este crudo.

El segundo crudo no es apto más que para craquearle, en su estado, a cok como residuo.

Su rendimiento en gasolina se calcula por la fórmula, también de Nelson,

$$Y = 303 - 250 S$$

en la que S es la densidad del crudo; en nuestro caso

$$S = 0,970$$

Sustituyendo,

$$Y = 303 - 250 \times 0,970 = 61,50 \%$$

de gasolina de 204° C. de punto final de destilación.

Estas cifras son de gasolina sin estabilizar y refinar,

operaciones en las que en este caso, como en el anterior, las mermas serán elevadas, y a causa de las altas temperaturas que hay que emplear tendrá carácter aromático y no saturado, por lo que necesitará la adición de inhibidores para poderla conservar, sin formación de grandes cantidades de gomas, durante algún tiempo.

* * *

Creemos haber dado una clara idea de la constitución de las dos clases extremas de los petróleos líquidos que hasta ahora se han presentado en la subzona de Burgos y que puede extenderse a los demás ibéricos, así como de su probable comportamiento en su refino.

Respecto al Triásico de Andalucía, ya hemos dicho que es francamente de tipo parafínico, muy ligero y de color amarillo pardusco. Contiene fuerte proporción de gasolina, de excelentes lubricantes, como todos los crudos de este tipo, y también proporciona parafina sólida.

Conocida es la inactividad química de los hidrocarburos de la serie parafínica, a los que hay que someter a elevadas temperaturas o a la presencia de catalizadores para que salgan de dicha inactividad. Por tanto, al estar formado el tipo de crudo que nos ocupa, en una parte predominante, de estos hidrocarburos, y al no haber sufrido emigraciones, pues, como ya expusimos, son primarios, se encuentran poco alterados, es decir, que no presenta polimerizaciones y oxidaciones en general. Tampoco las aguas meteóricas han podido afectarlos en su totalidad, ya que se encuentran en rocas impermeables, y el sulfhídrico y azufre que les acompañan en sus yacimientos, son en parte debidos a su misma formación, a las reducciones efectua-

das en la roca madre y a los contactos parciales con las sustancias minerales disueltas en las aguas de infiltración.

Son petróleos aptos para la obtención de keroseno, gas-oil, el cual posee alto índice de cetano, como todos los parafínicos; lubricantes y parafina. La gasolina, por ser de esta misma naturaleza, posee un bajo índice de octano. Sólo está para su reforma, y el exceso que pudiera producirse de keroseno y gas-oil se habría de someter al cracking para mejorar su calidad, por un lado, y aumentar la producción de gasolina, por otro. El resto sólo se sometería a la destilación ordinaria, seguida de otra a presión reducida para el fraccionamiento de los lubricantes, los cuales serían, a su vez, refinados y desparafinados por uno de los métodos conocidos.

De los petróleos aparecidos en los Pirineos diremos que son de tipo predominantemente nafténico. Su aspecto y cualidades son bastante parecidas a los de Burgos, por lo que les aplicamos cuanto hemos expuesto para aquéllos, con la reserva de que dentro de dicho tipo pueden presentarse diversas calidades, que en su día modificarían este concepto.

MÉTODOS DE REFINO QUE PODRAN APLICARSE A LOS CRUDOS NACIONALES

Haremos una descripción de la refinería, a nuestro juicio más adecuada, para tratar el crudo ligero de Burgos, ya que es donde únicamente se están llevando actualmente las investigaciones por sondeos y, por tanto, donde hay una posibilidad de que se descubra petróleo industrialmente explotable. Además, ya hemos dicho que cualquier otro que se hallara en terrenos cretáceos y eocenos, es decir, la gran mayoría que se pretende explorar, tendrían una naturaleza parecida, y sólo variarían las proporciones en que se produzcan los diversos destilados.

Haremos luego referencia al beneficio de los tipos densos y, en fin, otra a los parafínicos de Andalucía.

El petróleo más ligero de los hallados en Zamanzas; hemos dicho que su única aplicación económica es el cracking para la obtención de gasolina, de la que calculamos un rendimiento del 36 %, y de 60 % de fuel-oil de 0,995 de densidad.

Dos caminos fundamentales podemos seguir a este fin. O bien craquear directamente el crudo en una unidad, o bien, romper previamente su viscosidad en una unidad separada, denominada Viscosität-Breaker, en cuyo caso se recogen tres fracciones: una, de gasolina, en un 5 %

aproximadamente; otra, de destilados de presión, que luego, fraccionada a su vez, se somete al cracking, y un residuo que se utiliza como fuel-oil.

El primer método tiene el inconveniente de que tratándose de un aceite tan asfáltico, que en la destilación Hempel da el 59 % de residuo, producirá cok en cantidades que harán del fuel-oil un producto de mala calidad, y ocasionará depósitos en los tubos del horno, que obligarán a frecuentes limpiezas, con las consiguientes paradas y, por tanto, los ciclos serán cortos.

Con el segundo método, al romper la viscosidad, se reduce el tamaño de las moléculas, se desalquilizan y despolimerizan los hidrocarburos complejos que forman los aceites viscosos y, aparentemente, los asfaltos, y se separan en el residuo los tendentes a formar cok; los destilados que así se obtienen constituyen, pues, una carga limpia para los hornos de cracking.

Además, estos destilados se fraccionan, a su vez, en otros más homogéneos, gasolina, gas-oil y fuel-oil, la primera de las cuales pasa a la estabilización y refino, y los otros dos a sus respectivos hornos de cracking, acoplados en una sola unidad, es decir, con un sistema de fraccionamiento y condensación comunes. Así, sometidos a los regímenes de presión, temperatura y tiempo, más apropiados a sus características propias, se obtiene un mayor rendimiento que si se somete al conjunto a la media en un solo horno.

Elegimos, pues, este segundo método, que si bien es algo más caro en coste de instalación, resulta de más rendimiento y da productos de mejor calidad, lo que se traduce en un precio de coste de producción más reducido.

Las proporciones que vamos a dar se fundan únicamente en datos de laboratorio, y los traducimos a la

práctica acudiendo a nuestra experiencia en la industria del refino; no son muy exactas, pues la última palabra la da siempre el ensayo industrial, que no ha podido hacerse aún por falta de crudo para una unidad comercial y por falta, también, de unidades de ensayo para pequeñas cantidades.

Destilado el crudo en el laboratorio a residuo de cok a presión normal en matraz metálico, es decir, haciendo un grosero vis-breaking, se obtuvo el siguiente resultado:

Destilado de presión.....	88 %
Cok.....	10 %
Mermas.....	2 %

Destilado a su vez el primero rindió (Hempel):

Destilación a presión normal:

Hasta 200° C.....	7,7 %	p. e. 0,780
• 200/275° C.....	11,05 %	p. e. 0,835

Destilación a vacío de 32 mm. de mercurio:

Hasta 300° C.....	56,2 %	p. e. 0,868 - 0,911
Residuo.....	24,2 %	p. e. 0,940

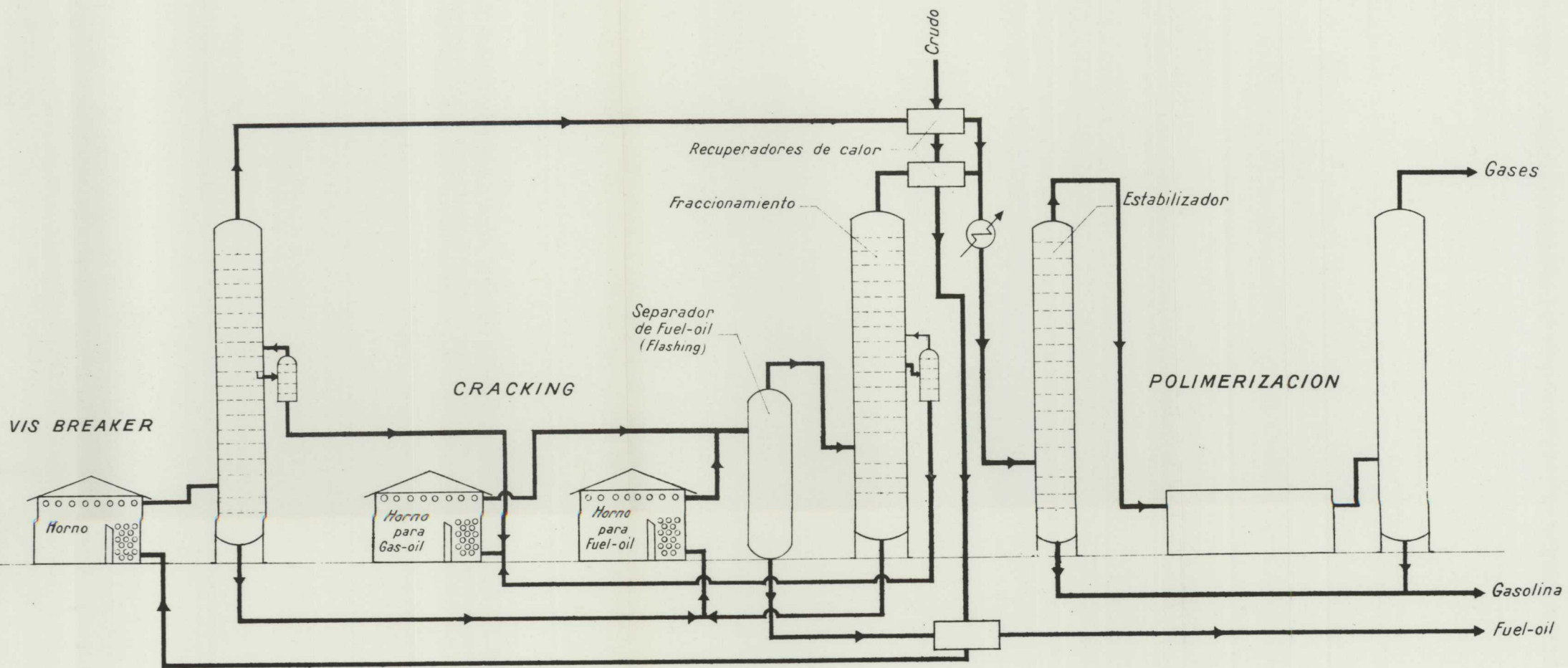
En la práctica estas cifras pueden traducirse, aproximadamente, del modo siguiente, refiriéndonos al crudo:

1. Gasolina de 200° C. de punto final.....	5 %
2. Gas-oil de 0,870 de densidad = 31° A.P.I.	35 - 40 %
3. Fuel-oil de 0,920 de densidad = 22° A.P.I.	42 - 45 %
4. Residuo fuel-oil viscoso de 0,995 de densidad	12 - 15 %
5. Mermas.....	2 - 2,5 %

Las fracciones 1 y 4 se almacenan para mezclarlas con las correspondientes procedentes del cracking, previamente estabilizada la primera.

La 2 y la 3 se someten al cracking, en hornos separa-

ESQUEMA DE REFINO CON CRACKING TÉRMICO



turas y presiones apropiadas a cada uno de ellos se craquean, y conjuntamente los productos craqueados entran en una cámara de expansión, donde se separa el fuel-oil residual y al mismo tiempo se reduce la presión a 5-7 atmósferas, entrando seguidamente en la columna de fraccionamiento, en la que por cabeza salen los gases y gasolina, lateralmente el gas-oil de recirculación, o sea el que no se ha craqueado, el cual pasa al horno correspondiente, y por el fondo el fuel-oil, también no craqueado, que igualmente vuelve en recirculación al horno de fuel.

Los gases y gasolina pasan a la condensación, separación de gases y estabilizador.

Como variación conveniente, la gasolina se divide en la misma columna en dos fracciones: una, ligera, de menos de 150° C. de punto final de ebullición, que sale por cabeza con los gases, y otra, pesada, hasta 200° C., que sale lateralmente. La primera no necesita más que un ligero lavado con sosa después de estabilizada, y la segunda se somete al refino químico. Así se evita refinar el total.

Los gases del cracking contienen una elevada proporción de olefinas, que pueden transformarse en gasolina por medio de la polimerización catalítica, según el sistema de la Universal Oil Co., que utiliza el ácido fosfórico como catalizador. Esta unidad, descrita en todas las revistas y textos, rinde un 3 al 4 % más de gasolina, calculada sobre el crudo.

Adjuntamos un esquema de la refinería descrita, que es la más económica que puede implantarse, dentro de un rendimiento normal.

Su precio de instalación es de 30.000 a 50.000 pesetas por metro cúbico diario de carga (calculando el dólar a 11 pesetas), según sea la capacidad de la unidad. Un mínimo, para que sea rentable, es de 500 toneladas dia-

rias, y para que sea comparable a los precios de coste de la gasolina que se obtiene en el extranjero, conviene que dicha carga sea de 800 toneladas diarias en adelante. Si no se dispusiera de suficiente petróleo nacional, si llega éste a alumbrarse, se debe importar la diferencia, eligiéndolo de características parecidas algo mejoradas, para aumentar los rendimientos, pero insistimos en que no sea muy diferente, para que si las cantidades de producción nacional oscilan, no haya necesidad de variar el régimen de presiones y temperaturas de la unidad, lo cual es siempre engorroso y se traduce en menores rendimientos.

Otra modalidad más moderna de refinería es sustituir el cracking térmico, descrito, por el catalítico. Para ello del crudo que se obtiene del vis-breaker, separaríamos el 5 % de gasolina que produciría, más un 15 % de fuel-oil de 0,995 de densidad, y el 78 % restante (restados gases y mermas) se sometería al cracking catalítico.

En esquema, la unidad consiste en un horno tubular, en el que a menos de 5 Kg. por cm.² de presión se eleva rápidamente la temperatura de la carga a unos 450° C., a fin de evaporar ésta, lo que se efectúa, salvo aquellas partes no volátiles, a esta temperatura; éstas se separan en una cámara a la salida del horno, y los gases, nuevamente elevada su temperatura a unos 490° C., entran en la cámara de reacción, donde se ponen en contacto con el catalizador, verificándose el cracking en su presencia. Este consiste en silicatos de aluminio hidratados naturales, activados por tratamientos con ácidos, o sintéticos, y en unos tipos de unidades están fijos y en otros móviles. Siendo las reacciones exotérmicas, se precisa enfriar las cámaras, lo que se efectúa por medio de sales fundidas en los fijos, y por medio del mismo catalizador en los móviles; el calor absorbido se utiliza en producción de vapor de agua.

Sobre el catalizador se deposita cok, que se quema al regenerarlo, calor que también se aprovecha en la producción de vapor de agua y de energía.

A la salida de las cámaras de reacción, los productos resultantes pasan al fraccionamiento, donde se separa gas, gasolina, un gas-oil ligero y otro pesado. La primera, una vez estabilizada, sólo necesita un lavado de sosa para quedar terminada; el gas-oil es un diesel-oil de elevado índice Diesel, o una excelente carga para cracking térmico.

El producto no volátil, que se separa a la salida del horno, es un fuel viscoso de cerca de 1,00 de densidad.

Las proporciones que rinde este proceso no nos son conocidas en nuestro caso, por no haber hecho ningún ensayo. Sólo podemos decir que la producción de gasolina no bajará del 40 % de la carga, que la de gases es inferior al 4 %, que la del fuel-oil no será superior al 14 % y que el gas-oil en cracking térmico rendirá aproximadamente un 50 % de gasolina.

Con estas tres unidades combinadas, vis-breaker, cracking catalítico y cracking térmico, llegamos a obtener, no sólo un elevado rendimiento en gasolina, sino de calidad mucho mejor, pues con los catalizadores naturales se llega a 76 de número de octano y con los sintéticos a casi 80, siendo esta última gasolina apta para aviación. Además, el carácter saturado que poseen hace que no necesite ninguna de ellas inhibidores para conservarla en almacenamiento.

Claro es que este tipo de refinería es mucho más caro en coste de primera instalación que el anterior, pero el coste de producción, a cambio, es menor, tanto por producirse menos mermas como por ser proporcionalmente más reducidas las unidades, ya que el catalítico no necesita la recirculación, por verificarse el cracking en un solo ciclo.

Una refinería del tipo descrito cuesta de 40.000 a 60.000 pesetas por tonelada-día de carga, sin incluir edificios, talleres, ni tanques de almacenajes.

La unidad menor es para tratar 1.000 toneladas diarias de crudo, para que el precio de coste de los productos sea comparable al de los extranjeros.

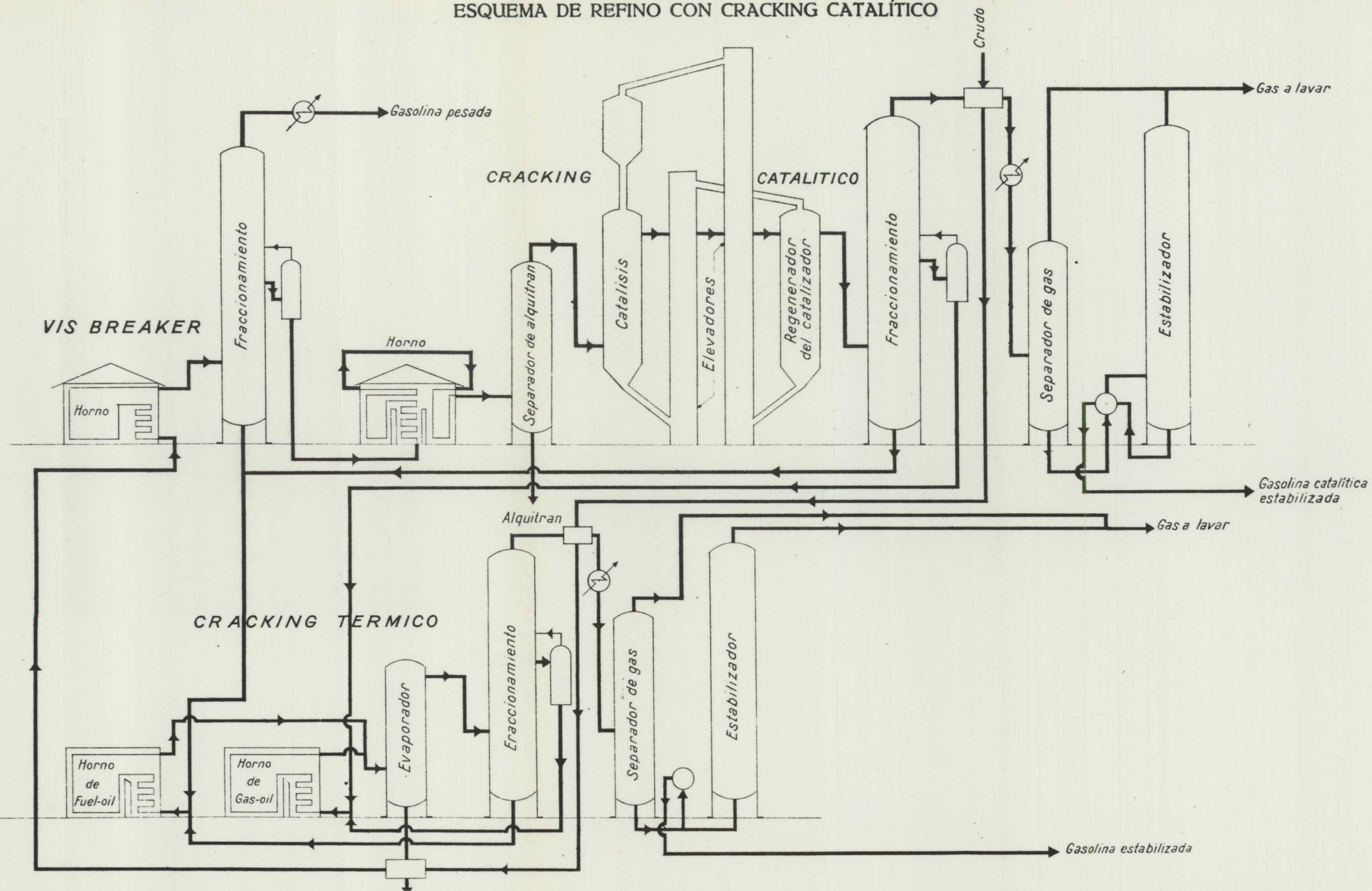
En las refinerías que anteceden hemos supuesto que sólo se obtiene gasolina, gas y fuel-oil, pero son susceptibles de producir keroseno y gas-oil; basta colocar las tomas correspondientes en las torres de fraccionamiento, con sus correspondientes rehervidores, teniendo en cuenta que por cada 1,5 % que se retire de estos productos, se produce un 1 % menos de gasolina, aproximadamente.

Una tercera clase de refinería, que a su vez comprende varias modalidades, consiste en la introducción de la hidrogenación catalítica a altas presiones. Desde luego, descartamos la hidrogenación directa del crudo a gasolina por ser un proceso caro, en el que el precio de coste de ésta resulta más elevado que en cualquier otro sistema.

La hidrogenación no debe llevarse más allá de enriquecer en hidrógeno los aceites y residuos, lo indispensable para que en los otros procesos, especialmente en el cracking catalítico, den un elevado rendimiento en gasolina, o para fabricar aceites lubricantes de alta calidad. No hay que olvidar que la producción de hidrógeno es cara, y cuanto menos haya que agregar al aceite menos costoso es el proceso. Además, es conveniente ahorrar la segunda fase (fase vapor), que agranda y complica las unidades de hidrogenación.

Nuestro crudo tiene aproximadamente el 11,5 % de hidrógeno, y la gasolina el 15,5 %; habría que agregarle, pues, el 4 % en peso, pero además se gasta un exceso de hidrógeno en las reacciones que producen los gases, y con

ESQUEMA DE REFINO CON CRACKING CATALÍTICO



las impurezas, especialmente con el azufre. La experiencia ha demostrado que la cantidad de hidrógeno necesaria para un crudo de nuestro tipo es del 10 % en peso, pero queda un gran exceso en los gases, que se recupera y vuelve al proceso.

Si hidrogenamos únicamente a gas-oil, sólo se precisará agregarle un 2 %, pues éste tiene aproximadamente un 13,5 % de hidrógeno y el que hubiera de emplearse sería del 5 %, o sea, la mitad. La temperatura de hidrogenación sería de unos 430 a 450° C. en la producción de gasolina. Se ahorran los caros catalizadores de la fase vapor, y la presión sería de 200 atmósferas.

En este proceso de hidrogenación destructiva se produce en esta fase líquida cerca de un 30 % de gasolina y un 20 % de gases, de modo que de gas-oil se obtendrá un 50 %, aproximadamente, en peso de la carga.

Ahora bien, no creemos económico tampoco hidrogenar el crudo, sino obtener de él el máximo de gasolina por los procedimientos más baratos arriba descritos e hidrogenar tan sólo los residuos. Y dado que se introduce el especialísimo proceso de la hidrogenación destructiva, habrá que aprovechar bien las excelentes cualidades del producto obtenido, por lo cual escogeremos el cracking catalítico, por sus menores mermas y la mejor calidad de sus gasolinas.

Así pues, estimamos en este caso que la refinería sería la siguiente:

Unidad vis-breaker, con fraccionamiento en 5 % de gasolina, 2,5 % mermas y gases, 20 % de fuel-oil de 0,990 de densidad y 72,5 % de gas-oil de 0,890 de densidad, aproximadamente.

Unidad de cracking catalítico, que tratará el gas-oil ante-

rior, produciendo aproximadamente: 2-4 % de gases, 40-45 % de gasolina, 12 % de alquitrán y 40-45 % de gas-oil residual.

Unidad de hidrogenación, que tratará el fuel-oil del vis-breaker, el gas-oil residual del cracking catalítico y, eventualmente, el alquitrán de éste, si no entorpece el proceso por sus malas cualidades. Producirá: 25 % de gasolina, 20 % de gas, 5 % de mermas en cok, etc., y 50 % de gas-oil, que vuelve a la unidad de cracking catalítico, donde, a su vez, rendirá 3-4 % de gas, 50-55 % de gasolina y 41-45 % de gas-oil residual, que se retiraría del proceso.

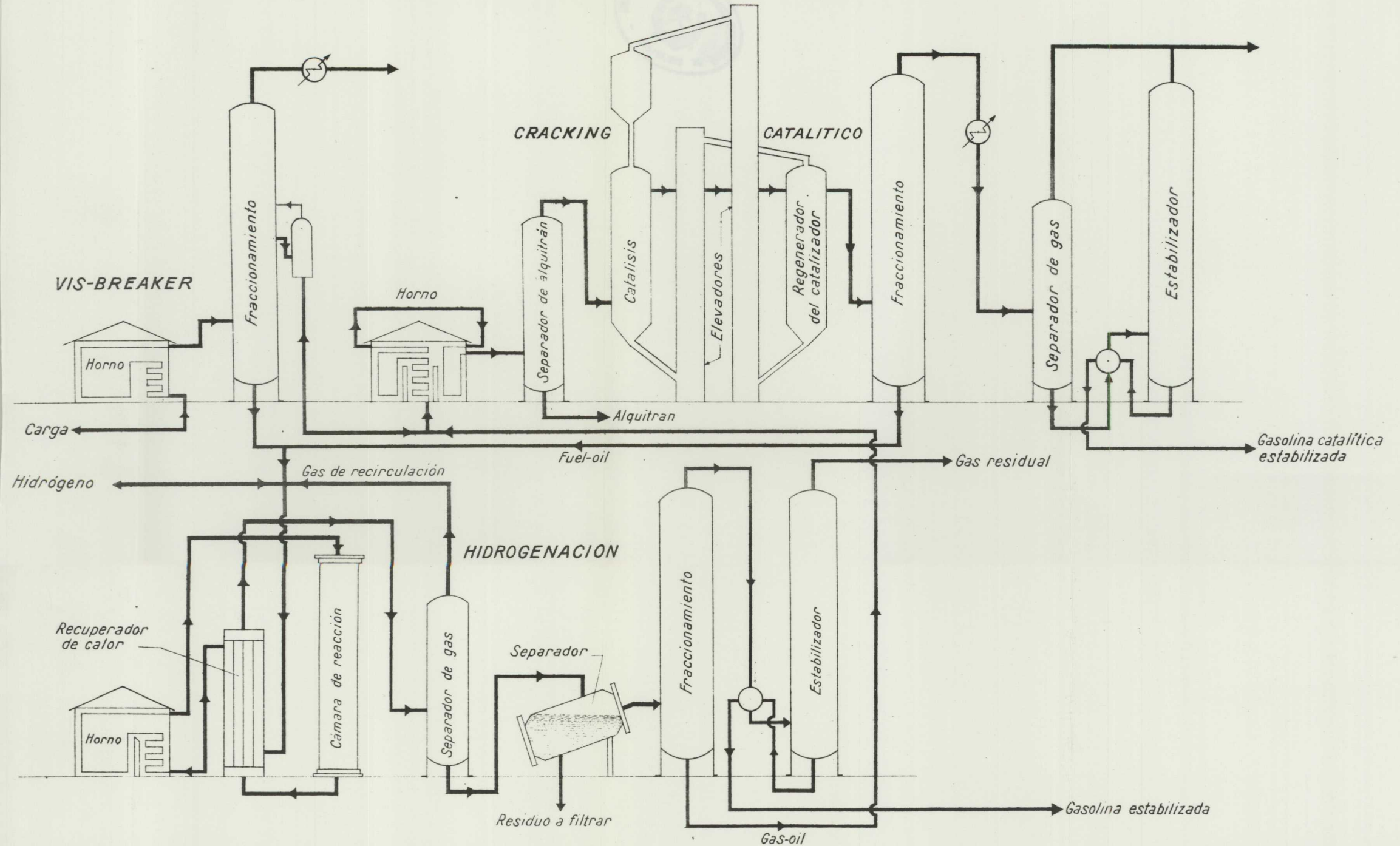
Así pues, obtendríamos, calculando sobre el crudo:

	GASOLINA	GAS-OIL	ALQUI- TRÁN	GASES Y MERMAS
Vis-breaker.....	5 %	9-11 %	8,7 %	10-11 %
Cracking catalítico.....	53-58 %			
Hidrogenación.....	12-14 %			

Naturalmente, esta refinería resultará más cara en instalación que las anteriores, y sólo es aplicable con cantidades de crudo que permitan cargar a la hidrogenación más de 50.000 toneladas anuales. También el precio de coste de fabricación es más elevado, y por hoy sólo se justifica en países como el nuestro, en que habrá de aprovechar en lo posible la primera materia para obtener productos de alta calidad, siendo aquella, como es por hoy, de características bajas.

El problema mayor sería la producción de hidrógeno,

ESQUEMA DE REFINO CON HIDROGENACION Y CRACKING CATALÍTICO



lo que vendría facilitado si el petróleo viene acompañado de gases naturales, de los que se obtiene más económicamente que del carbón. El proceso, en tal caso, consiste en hacerle reaccionar con vapor de agua, en presencia de catalizadores de níquel o cobalto, a 800-1.000° C., con lo que se forma óxido de carbono e hidrógeno. En una segunda etapa esta mezcla gaseosa se trata a 400-600° C. con hierro como catalizador. El óxido de carbono se transforma en anhídrido carbónico, el cual se separa por lavado. En los Estados Unidos el precio del hidrógeno resulta así a 8,5 céntimos el metro cúbico, aproximadamente (11 pesetas = 1 \$).

Crudo denso

Este sólo puede craquearse a asfalto o a cok, pues en vis-breaker daría una cantidad de residuo aproximado del 40 %, y el rendimiento en gasolina sería muy corto, no justificándose la multiplicidad de unidades. Si se deseara obtener sólo fuel-oil y gas-oil, entonces es cuando tendría aplicación este proceso.

Ya hemos dicho cuál sería el rendimiento en gasolina, según la fórmula de Nelson, si aplicamos el cracking a cok. Esta gasolina sería de carácter aromático y olefínico, por las temperaturas elevadas que hay que emplear, y poco estables, por tanto. Para su almacenamiento sería preciso agregarles inhibidores.

La unidad continua comprende a la salida del horno tubular dos cámaras de reacción, en las que se deposita el cok, funcionando alternativamente para permitir la descarga de éste. El tiempo de reacción en estas cámaras es relativamente largo, por lo que se producen numerosas reac-

ciones secundarias, que son las que en los hidrocarburos más pesados dan lugar a la formación del cok, pasando sucesivamente por las de polimerización e isomerización, ciclización con formación de aromáticos, deshidrogenación y condensación de éstos a otros policíclicos. Al mismo tiempo tiene lugar la producción de fuertes cantidades de gases, olefinas e hidrógeno. Pueden aprovecharse para, por polimerización catalítica, obtener gasolinas de polímeros.

La hidrogenación destructiva está indicada para este crudo, pudiendo obtener hasta el cien por cien en volumen de gasolina, pero decimos lo mismo que para el crudo ligero, que quizá sea más conveniente hidrogenar a gas-oil, y aplicar a éste el cracking catalítico. Cuanto allí dijimos puede aplicarse a este caso, pero sin preceder el vis-breaking, por el escaso rendimiento que se obtiene por esta primera operación. Sólo que en este caso el consumo de hidrógeno sería mucho más elevado, ya que se hidrogena toda la carga, en lugar de una parte sola.

No nos detenemos más en este caso, pues no es probable que se produzcan fuertes cantidades de este crudo, ya que sus características se deben a la influencia de los agentes atmosféricos.

Crudo parafínico de Andalucía

La principal aplicación de esta clase de crudos es la de obtener aceites lubricantes y parafina. Se destilarán, pues, en dos unidades: una, a la presión normal, que rendirá gasolina, keroseno y gas-oil, como destilados, y el residuo pasará a una unidad de vacío en la que por cabeza se obtiene un gas-oil pesado, lateralmente los tipos de

aceites lubricantes y, en el fondo, un Bright-stock o un tipo de aceite para vapor saturado o recalentado, según la cantidad de asfaltos que contenga el crudo.

El desparafinado puede hacerse en conjunto de las fracciones que contengan parafina, o bien separadamente, y el fraccionamiento se hará, entonces, después o antes del parafinado. El Bright-stock, por su alta viscosidad (de 30 a 45° E. a 50° C.), siempre se desparafina por separado.

Los rendimientos de estos crudos nos son difíciles de dar, pues hemos visto análisis muy diversos, ya antiguos, y no hemos tenido una muestra abundante para su estudio.

En general, rinden elevada proporción de gasolina, keroseno y gas-oil. Hemos visto análisis con el 18 % de la primera; ésta es, por su carácter fuertemente parafínico, muy detonante, y habría que reformarla en un cracking, preferentemente catalítico, para que fuese utilizable en los modernos motores de automóvil o de aviación; en ambos casos se divide en dos fracciones: una, ligera, con menos de 140° C. de punto final de su curva de destilación, y otra, pesada; esta última es la que se somete al cracking, que será el catalítico, con catalizadores sintéticos si se desea emplear para aviación.

El keroseno y gas-oil son de alta calidad, y deben emplearse como tales, pero si hay un exceso se pueden crackear, para aumentar el rendimiento en gasolina.

No nos extendemos más por la falta de datos aproximados para su estudio. Pero queda en líneas generales el método a seguir en el refino de este crudo.

* * *

Si en los posibles campos petrolíferos acompañasen gases al petróleo, la refinería se completaría con el frac-

cionamiento de aquéllos para aprovechar los hidrocarburos en C_3 y más elevados, bien con el fin de preparar envasados los licuables, propano y butano y expendierlos como tales para alumbrado y usos diversos, domésticos e industriales, bien para obtener gasolinas por reacción de las isoparafinas con las olefinas, proceso llamado de alquilización, del cual se obtienen isoparafinas, cuyo índice de octano es muy elevado. El proceso es catalítico, con el ácido sulfúrico o el fluorhídrico como catalizadores y a temperaturas bajas, especialmente el primero, en el que es incluso inferior a la ambiente.

Los hidrocarburos contenidos en los gases naturales que intervienen en la reacción son: el propano y el butano; el isómero de este último es el generalmente usado. La olefina es el buteno procedente de gases de cracking o de deshidrogenación del butano. La proporción en que estos hidrocarburos entran en el proceso es de 4 a 5 de isobutano por 1 de buteno, si bien el consumo es de 1, o algo más, del primero, por 1 del segundo. Sin embargo, es necesario este exceso, pues de lo contrario la olefina es disuelta por el ácido. Cuanto mayor es la proporción de isoparafinas mayor es el rendimiento en gasolina y más antidetonante es ésta. Como en los gases de cracking la proporción de isobutano a buteno es escasamente de 3 : 1, es preciso disponer de gases naturales para poder aplicar el proceso. Si, por el contrario, se dispone de abundantes gases naturales y escasa cantidad de los de refinería, es necesario deshidrogenar el butano normal contenido en ellos para producir el buteno preciso a los isobutanos disponibles. Si en el primer caso aun fuese insuficiente la isoparafina, se isomerizarán los butanos normales y, por último, si se dispone de abundante primera materia y el mercado exige gran producción de gasolinas

de 100 de octano, se aplicarán todos los procesos citados proporcionalmente.

El rendimiento en gasolina del proceso se mide sobre la cantidad de olefina empleada, y puede llegar hasta el 200 % en volumen de la misma; el consumo de ácido sulfúrico del 96 % es del 20 %, aproximadamente, de la gasolina producida.

La gasolina no es un isoctano puro, como parece deducirse de la reacción, sino que en virtud de reacciones secundarias es una mezcla de hidrocarburos, con una amplia curva de destilación. Se destila, y separando los que hierven por encima de $150^{\circ} C.$, que son de un 15 a 20 % del total, el resto constituye una gasolina de aviación de 95 a 90 de octano, y aquel 15 ó 20 % se emplea en máquinas pesadas terrestres, como tractores, orugas, etcétera.

Vemos, pues, que hay multitud de procesos, complementarios los unos a los otros, y su aplicación estriba, no sólo en las disponibilidades y características de las primeras materias, sino también de las exigencias del mercado, de condiciones económicas y aun de otras consideraciones de índole nacional.

Analícemos nuevamente lo que puede hacerse con los gases de refinería y naturales en sus varios casos:

1.º Disponemos solamente de gases de refinería y pocos gases naturales.

En este caso se polimerizan los no saturados, los licuables, propano y butano, se licúan para expendierlos en botellas, y el resto, compuesto casi exclusivamente de metano y etano, se quema en los hornos y calderas de la propia refinería. Por su cantidad, no se les puede dar otro empleo económico por hoy.

- 2.º Disponemos además de gases naturales, proporcionalmente a los de refinería. Se aplicará la alquilización con ácido sulfúrico, ya que el fluorhídrico no es industria nacional. Se separará el isopentano, para mezclarlo con la gasolina de aviación y regular así su volatilidad.

El propano y butano se licuan como en el caso anterior, y el resto se quema, y si hay exceso se emplea en usos domésticos.

- 3.º Hay pequeño defecto de gases naturales. Alquilización, auxiliada por isomerización del butano normal; el resto, igual que anteriormente.

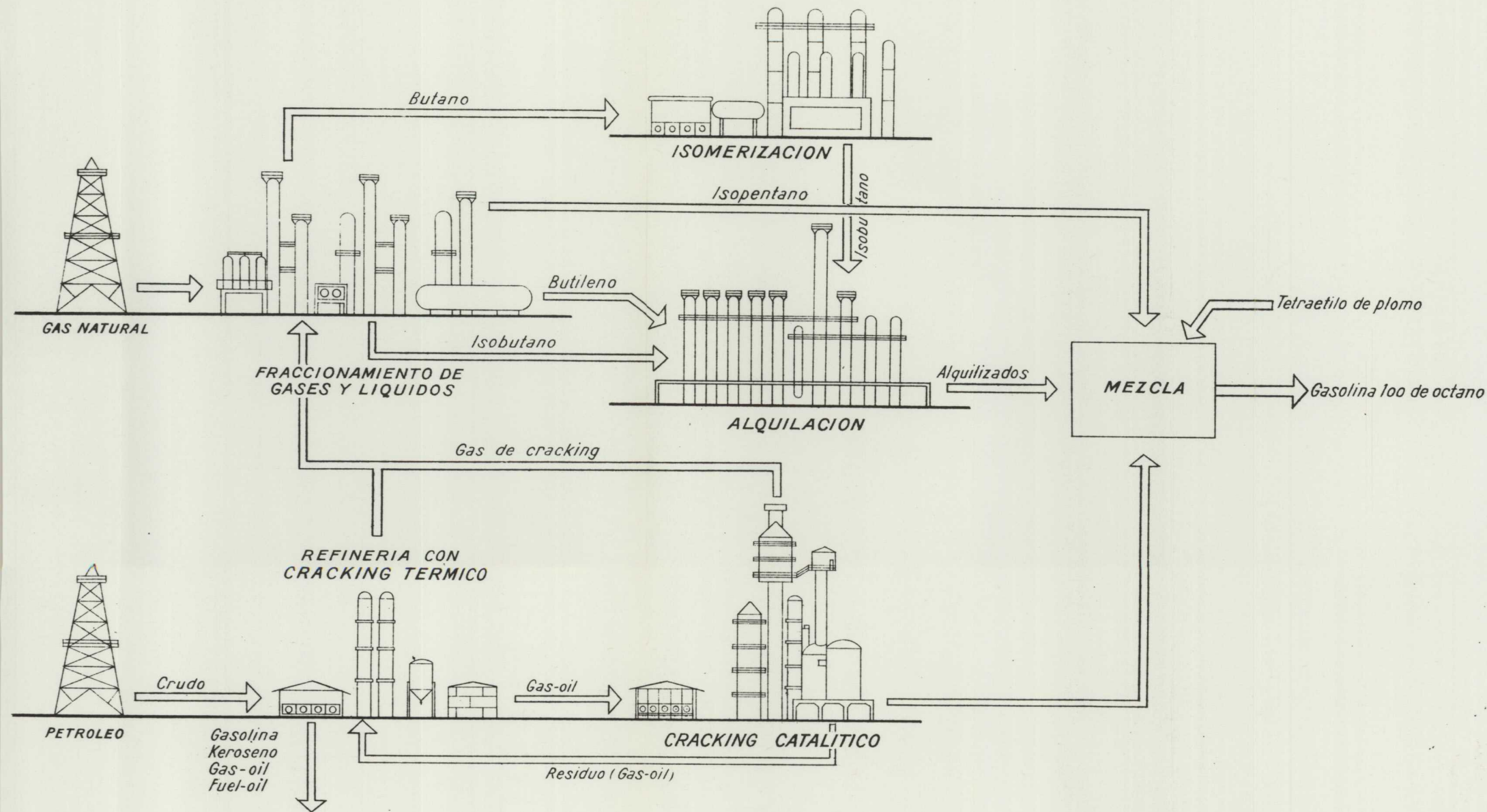
- 4.º Hay exceso de gases naturales.

Según las exigencias del mercado, se sustituirán los procesos. Si la petición de gasolina de 100 de octano es grande, alquilización auxiliada por isomerización de parte del butano normal y deshidrogenación del resto para producir buteno. Si aún hay exceso de butano, se licuará, así como el propano, o bien se someterán al cracking para convertirlos en olefinas y polimerizar éstas seguidamente.

En cuanto al metano, disponible ahora en grandes proporciones, puede servir, además de combustibles doméstico e industrial, para producir hidrógeno, y puede ya hoy día transformarse también, cuando es abundante, en gasolina, gas-oil, etc., por medio de la síntesis Fischer, de lo que hablaremos en momento oportuno.

No entramos en la descripción de los procesos citados, ya que pueden consultarse en multitud de libros y revistas, limitándonos a exponer su aplicación.

ESQUEMA DE UNA REFINERIA COMPLETA CON PRODUCCION DE GASOLINA DE 100 DE OCTANO



Una refinería completa para gasolina de aviación tiene, como coste tipo en los EE. UU., la de 10.000 barriles diarios de capacidad, 10 millones de dólares, excluidos almacenamiento, talleres, etc. Cuanto menor sea la capacidad, mayor coste por unidad y viceversa (*).

(*) Las cifras dadas en los cálculos anteriores sólo son a título de ejemplo y, por tanto, son nada más que aproximadas, por no haberse hecho ensayos industriales en unidades modernas.

ROCAS IMPREGNADAS DE PETROLEO Y BETUNES

Hay en España gran cantidad de esta clase de rocas, consistentes en areniscas impregnadas de petróleo líquido y de asfalto y calizas asfálticas. Son los indicios que abundan en la zona Ibero-Cantábrica, a que nos referimos en la primera parte de esta Memoria.

Son las más importantes las de Puerto del Escudo, Valle de Zamanzas, alrededores de Soncillo, Basconcillos del Tozo, Huidobro (todas ellas en la provincia de Burgos y su límite con la de Santander), Fuentetoba, en Soria, Torrelepaja (Zaragoza) y las rocas asfálticas de Maestu, Leorza, etc., en Alava y Navarra.

Se han realizado, en casi todos estos lugares, ensayos de explotación, y salvo en los últimos citados, o sea, en calizas, todos los demás han fracasado. La razón de este fracaso estriba en la desigualdad de la impregnación en las areniscas. Los yacimientos que se han intentado explotar eran todos superficiales, en los que, o bien las capas afloran a la superficie, o bien sólo distaban de ella unos 12 a 15 metros en el lugar más próximo, pero siempre comunicando con el exterior por grietas y fisuras.

En las areniscas que contienen petróleo líquido, éste se ha acumulado por la acción del agua en las proximida-

des del nivel hidrostático local y en las grietas, dando riquezas notables, que animaron a hacer la investigación; pero separados luego de estas zonas, donde el agua hizo esta acumulación, la impregnación disminuía en forma que no daban un rendimiento industrial, sobre todo si, como es frecuente en estas areniscas wealdenses, se cargaban de arcilla, lo que las hace menos porosas.

Así pues, junto a lentejones ricos se presentan otros muy pobres, sin poder predecir la sucesión de estas alternativas. En estas condiciones no es posible organizar una explotación.

Con las areniscas, generalmente arkosas aptenses, impregnadas de asfalto, ocurre, en parte, lo mismo, o sea, concentraciones en el nivel de aguas de ríos o arroyos próximos; pero allí donde esto no ha podido ocurrir por el estado sólido de este betún, la desigualdad subsiste, debido a la variación en la porosidad de la roca y, sobre todo, a ser restos de antiguos yacimientos petrolíferos disipados a causa de la erosión. En general, están estos yacimientos en los flancos de un anticlinal denudado, y hoy no cumplen más que un papel, que no deja de ser importantísimo, que es el de decirnos que están en un nivel petrolífero y que en las estructuras adyacentes no erosionadas debemos investigarlo.

Por tanto, en los yacimientos de betunes en rocas superficiales, no podemos buscar ayuda alguna para obtener combustibles líquidos, más que como indicios para la investigación profunda.

PETROLEO SINTETICO

Hemos dedicado la primera parte de este trabajo al petróleo natural, dándole la importancia que merece. Son, además, su prospección, investigación, explotación y refinamiento, lo que está más al alcance de los conocimientos técnicos españoles, ya que sus métodos, tanto científicos como prácticos, están sobradamente difundidos, y aunque su progreso es continuo, tanto en unos aspectos como en otros, se ha formado ya una ciencia y una técnica disciplinadas.

No sucede lo mismo con la síntesis del petróleo; es ésta una técnica en pleno período de investigación de la que a nosotros los españoles nos llega sólo lo que quieren que nos llegue los poseedores de las patentes y los gobiernos de los países en que se desarrollan. Literatura suelta, esporádica, con descripción general de los métodos empleados; algunos principios científicos, ensayos aislados, la mayoría empíricos, es lo que nos ha sido comunicado; algunos técnicos españoles han visitado fábricas, pero no practicado en ellas. Distamos, pues, mucho, de conocer esta ciencia a fondo, y continúa la desorientación en nuestro país sobre el verdadero camino que hay que seguir para llegar a fabricar combustibles líquidos sintéticos del modo más económico posible.

Esta desorientación está perfectamente justificada, pues por un lado ya hemos dicho que lo que llega a nuestro conocimiento no es bastante; por otro, no ha habido la suficiente decisión para investigar por nuestra cuenta, a base, claro está, de la adquisición de patentes extranjeras y, por tanto, también desconocemos el comportamiento industrial de nuestras materias primas para obtener tales productos sintéticos y, en fin, se tiene, muy justificadamente, el temor de una inversión tan grande de capital, como es necesaria, en materiales extranjeros que luego nuestra reducida industria pesada no pueda reparar ni reponer.

Puede decirse que en España sólo se ha emprendido de un modo decidido la fabricación de combustibles líquidos sintéticos, a partir de las pizarras bituminosas, aparte algunos intentos fracasados de destilación de carbón a baja temperatura, tales como el de Lugones (Asturias) y en Berga (Barcelona). Pero ha de emprenderse la implantación de esta industria, que será universal, pues las reservas de petróleo natural, no sólo no son inagotables, sino mucho más limitadas que las de los otros combustibles, y forzosamente el mundo civilizado ha de buscarle un sucedáneo o un sustituto. Y en nuestro país, con tanto o más motivo, ya que, como hemos señalado, nuestros posibles yacimientos petrolíferos contendrán cortas reservas por su relativamente escasa extensión. Si la fortuna nos acompaña llegando a descubrirlos, nos servirán para aprovisionarnos de nuestro propio suelo de tan preciado combustible durante un tiempo que nos permitirá prepararnos con holgura para implantar la síntesis a partir de las materias primas más adecuadas a nuestros recursos naturales. Pero no creo que nos sirvan para nada más, a no ser por una fortuna, hasta hoy no vislumbrada, que ponga en nuestras

manos campos de riqueza insospechada, que al fin también se agotarían.

¿Qué primeras materias nos darían una seguridad de aprovisionamiento suficiente durante un tiempo, que nos libre de inquietudes a un precio de coste que no afecte gravemente al de los transportes y, por tanto, al de la vida?

Este es el problema que se debate universalmente y que, desde luego, ha de tener una solución distinta en cada país, según sus recursos naturales, a no ser que se descubra un combustible basado en abundantes elementos comunes, tales como el agua, las calizas, etc. (nombramos sólo los que contienen carbono e hidrógeno).

PIZARRAS BITUMINOSAS

Una respuesta general es que las pizarras bituminosas no constituyen por sí solas esta solución tranquilizadora. La razón es bien lógica. Son yacimientos minerales y, por tanto, de duración limitada. De ellas sólo se aprovecha en los casos más favorables un 20 % (aceites más gases, más aguas amoniacaes); el resto, después de absorber en pura pérdida enormes cantidades de calor, pasa a formar montañas de escombreras. Así, por ejemplo, en nuestro caso de Puertollano, donde la Empresa Calvo Sotelo ha decidido acometer este problema, si se pretendiera llegar a producir los 240 millones de litros anuales de gasolina, que es aproximadamente el consumo restringido actual, a un rendimiento en aceites de 118 litros, por tonelada de pizarra, y empleando la hidrogenación a un rendimiento en volumen de cien por cien de gasolina, se precisaría destilar 2.034.250 toneladas anuales de pizarras, con dicha ley media, de las cuales alrededor de 1.500.000 irían a formar escombreras. Además, se necesitarán aproximadamente dos toneladas de carbón por una de gasolina para producir hidrógeno y vapor de agua, o sea, 180.000 toneladas (gasolina de hidrogenación de 0,750 de peso específico). El programa que se ha impuesto la citada Empresa, como

una meta, es aproximadamente la mitad de aquella cifra de pizarras a destilar.

De acuerdo, pues, con la opinión universal, consideramos esta industria como una ayuda, a falta de otra más económica, pero predestinada a morir en un tiempo más o menos lejano.

Cubicaciones hechas de esta cuenca han dado cifras de 80 millones de toneladas de pizarras bituminosas, si bien la ley media es inferior a la citada de 118 litros por tonelada. Suponiendo cierta esta cubicación y un rendimiento industrial de 100 litros de aceites, tendríamos 8.000 millones de litros de gasolina, si aquéllos se tratan por hidrogenación. Es decir, que la cuenca de Puertollano, podría abastecer a España durante unos 13 años al consumo de 1935, con una extracción de pizarras de 6,2 millones de toneladas anuales. Esta era, aproximadamente, la producción de hulla de Asturias en 1935.

Además de esta cuenca carbonífera hay la de Ribesalbes (Castellón), en Oligoceno, que explotó una Compañía inglesa y luego otra catalana, fracasando en su empeño. Estas pizarras son muy ricas en betunes, habiendo dado, según una memoria de la última de las citadas Compañías, hasta el 17 % de aceites. Tienen el gran defecto de que la roca es muy caliza y, por tanto, los gases de destilación contienen fuertes cantidades de anhídrido carbónico que los diluye, lo que obliga a hacer voluminosas instalaciones de condensación y un lavado de dichos gases para separar el CO₂ a fin de recuperar los ligeros (gasolina) y de valorizarlo.

Los yacimientos de Santander son bajos de ley, la cual es tan sólo del 4 al 5 %, por lo que su beneficio resultaría excesivamente caro.

Los de la Serranía de Ronda, Granada y Sur de Jaén,

no están tan estudiados como los anteriores y, por último, los recientemente descubiertos en la Sierra de Bodes (Asturias), en Cretáceo inferior, tienen la riqueza más alta hallada en España, pues según el análisis dado por los señores Zalaña y Hevia, llegan al 19 % de aceites destilados. La roca es una marga y, por tanto, ha de dar, con los gases, CO₂, lo que habrá de tenerse en cuenta en las instalaciones de destilación. No se conoce aún la cubicación de estos yacimientos, que tienen una capa de 1,20 de potencia, otra de 0,80 m. y otras más delgadas. La situación, a dos kilómetros del ferrocarril de Oviedo a Santander y a 30 kilómetros de Ribadesella, con agua abundante del Sella, si la cubicación es grande, hace a este yacimiento uno de los más importantes de España.

Hasta mediados de la decena pasada, el método más extendido para la destilación de pizarras bituminosas era el de la retorta escocesa (Pumpherson), que es el que venía empleando la Sociedad Peñarroya; sus principios se basaban en el caldeo exterior a través de paredes metálicas. Las pizarras descenden en capa delgada de un modo semi-continuo. Es decir, que la mala conductibilidad del mineral obliga a emplear retortas estrechas y altas, de poca capacidad (alrededor de cinco a seis toneladas por 24 horas). Varios de estos hornos forman una batería con una condensación común. Para facilitar el arrastre de los destilados a la condensación y evitar un excesivo cracking de dichos destilados, se inyecta en el interior de la retorta, vapor de agua recalentado.

Hoy día empiezan a utilizarse hornos continuos de caldeo interior con gran capacidad de tratamiento (40 y más toneladas de pizarra por día), sistema conocido en Alemania con el nombre de «Spülgasverfahren», descubierta y empleado especialmente para la destilación de carbo-

nes a baja temperatura. El principio de este sistema es el del gasógeno, con la diferencia de que en lugar de utilizar el calor de la combustión del carbón en la parte inferior del gasógeno, para desprender sus materias volátiles en la superior, se emplean gases, en parte calentados en un horno exterior, los cuales se inyectan en la parte central del horno, y en parte fríos, los que se introducen en la parte inferior; éstos, al ascender, se calientan al contacto de la pizarra destilada que desciende y, al mismo tiempo, la enfría. O sea, que hay una recuperación de calor.

Naturalmente, dado el gran volumen de gases en circulación, la condensación es voluminosa y los gases de destilación tienen un reducido poder calorífico.

El rendimiento en alquitrán llega al 88 % del ensayo Fischer, superior al de las retortas de caldeo exterior, tanto a causa de una mejor transmisión del calor, como por no tener lugar rupturas en las moléculas de los aceites destilados, por no sufrir sobrecaldeos.

A cambio, el alquitrán es más denso, más viscoso y tiene un punto de solidificación más alto, pues los betunes contenidos en las pizarras han sufrido menos alteraciones. Esto les hace más difícilmente refinables. Sus rendimientos por cracking son pequeños, por contener poco hidrógeno, cuya proporción es menor del 10 %, mientras en los petróleos pasa de esta cifra. Pueden recogerse las fracciones más ligeras, las que destilan hasta los 300 ó 330° C., que son las más ricas en hidrógeno, agotar al vacío y someter todo ello al cracking, empleando el residuo como brea, o bien hidrogenar el conjunto. Esto último puede hacerse a gasolina en dos fases o a gas-oil en una fase. Este gas-oil puede luego someterse al cracking catalítico o al térmico, para obtener a voluntad gasolina, gas-oil y fuel-oil, o gasolina y fuel-oil, o gasolina y cok.

La hidrogenación a gasolina da un rendimiento del 80 % de ésta, necesitándose entre las dos fases, líquida y gaseosa, de 1.000 a 1.200 m.³ de hidrógeno por tonelada de aceite de pizarras. La producción de este hidrógeno es lo que encarece extraordinariamente el proceso. Su coste pasará de ptas. 0,15 por metro cúbico.

Por hidrogenación parcial a gas-oil, es del 100 % su rendimiento, se consumirá algo más de la mitad de hidrógeno y se suprime la fase gaseosa. El cracking catalítico en este hidrogenado da el 50 %, aproximadamente, de gasolina, una parte de la cual puede utilizarse para aviación si se emplean catalizadores sintéticos; gas-oil y una pequeña cantidad de alquitrán; el rendimiento en productos líquidos llega y puede pasar del 96 %.

El cracking térmico da hasta el 60 % de gasolina, una pérdida en gases del 6 %, aproximadamente, y el resto fuel-oil viscoso.

Vemos, por los productos obtenidos, que los métodos que hay que estudiar para aplicar el más conveniente, son la hidrogenación a gasolina y la hidrogenación parcial, más el cracking catalítico.

Claro es que la exposición anterior se ha hecho en general, y los rendimientos dependen de la calidad de los aceites de pizarras que se obtengan. Además, para aplicar económicamente, tanto la hidrogenación como el cracking catalítico, hace falta disponer de un mínimo de aceites. Para la hidrogenación la cifra más conveniente es de 100.000 toneladas anuales en adelante, aunque puede ser algo menor. Para el cracking catalítico se precisan unas 700 toneladas de carga diarias como mínimo. Por ahora no puede, pues, pensarse en este último en Puertollano para lograr un rendimiento comercial.

Actualmente se obtienen en Puertollano aceites lubri-

ficantes hasta de 7° E. a 50° C. de viscosidad y parafina, con el sintético de las retortas Pumpherton. Su refinado es caro, por los compuestos oxidados, complejos y azufre que contienen, y será más costoso y difícil con el obtenido por el nuevo sistema.

Recientemente se ha hablado en Norteamérica de un sistema de beneficio de las pizarras bituminosas por extracción con nuevos y enérgicos disolventes; el extracto, producto sólido, habría de someterse a hidrogenación para su transformación en combustibles líquidos. Le atribuyen la ventaja de aprovechar los betunes contenidos en aquéllas en su totalidad.

También nos ha llegado últimamente una información de gran interés sobre otro método de beneficio de pizarras bituminosas aplicable también al carbón, cuyos ensayos se han hecho en Rusia, si bien con esta última primera materia ya la Universal Oil Products, de Norteamérica, lo había experimentado en sus laboratorios semi-industriales de River Sides, cuya pequeña unidad conocimos hace ya once años.

Consiste este proceso en formar una disolución de la pizarra en un aceite, calentando aquélla, reducida a un tamaño de 0,3 a 5 mm., con el disolvente alrededor de 400° C. y a una presión del orden de las 30 atmósferas. Se trata, pues, de un cracking de la materia orgánica, en el cual, sin duda, actúa como catalizador el constituyente mineral, que contiene silicatos de aluminio.

Como disolventes pueden usarse el aceite de antraceno, el fuel-oil de petróleo, aceite de pizarras, etc., en una proporción de 1 : 1, debiendo tener como características una buena estabilidad térmica, debe permanecer en estado líquido en las condiciones de régimen de las reacciones y no contener alquitranes ni materias asfálticas que dificulten

la separación por filtración de los componentes insolubles. Han resultado los mejores disolventes el aceite de antraceno y el de pizarras que hierve entre 220 y 370° C. En los ensayos realizados se ha conseguido recuperar del 72 al 96 % de la materia orgánica.

De una pizarra conteniendo de 50 a 60 % de materia orgánica, se han logrado los siguientes rendimientos, en peso:

Gasolina de 225° C. de punto final	20,00 % (16 % de 185° C. de p. f.).
Idem de recuperación de gases	0,3 %
Aceite Diesel	1,3 %
Alquitrán	15,00 %
Gases	4,5 %

O sea, que estos rendimientos son de más del 80 %, en contra del 35 a 45 % que se obtiene en retortas, calculado sobre la materia orgánica.

Constituye, pues, un proceso muy de tener en cuenta y estudiarse para su aplicación en España, ya que rinde dos veces lo del de hornos. Además de esta ventaja, tiene la de ahorrar las voluminosas instalaciones de los hornos de destilación de pizarras y las calorías que hay que suministrar para esta destilación, pues en un solo proceso se obtienen los combustibles líquidos. A cambio, son precisas las instalaciones de trituración, menos voluminosas y costosas, pero de más desgaste y con más averías.

No debe dejar de ensayarse en laboratorio de investigación este método. Las presiones y temperaturas no son extraordinarias, y puede utilizarse primero un autoclave giratorio y luego un aparato continuo de unas cinco toneladas diarias, consistente en una trituradora, un mezclador en caliente, un horno tubular, una cámara de reacción

a la salida de aquél, donde se separan las partes volátiles hasta dejar en el fondo de la misma una mezcla lo suficientemente líquida para que pueda circular por tuberías y filtrarse; los filtros, el equipo de fraccionamiento y condensación, bombas rotativas, válvulas, etcétera.

Pero por grandes que sean los progresos en esta industria no es posible llegar más allá en los rendimientos de la proporción de betunes que contienen las pizarras, y siempre habrán de manipularse enormes cantidades de estériles. Esto pone un tope al precio de coste del que no es posible descender. A causa de la baja ley en dichas materias transformables, se precisan enormes explotaciones mineras, cuyas proporciones sólo son comparables a las de las grandes Empresas carboníferas de Inglaterra, EE. UU., Alemania y Rusia, e instalaciones industriales sólo conocidas en Alemania para la destilación de carbones a baja temperatura, pues todo lo que sea producir menos de 100.000 toneladas de aceite de pizarras supone una antieconómica transformación de éste en combustibles líquidos comerciales y, dado el progreso de la industria petrolífera y sus normas, una industria económica de refino debe doblar esta cifra, sin lo cual no son utilizables los beneficios de dichos progresos.

Consideramos, pues, el beneficio de pizarras bituminosas como una industria de carácter local y transitoria, para países desprovistos de otros recursos y muy alejados de centros de producción de combustibles líquidos.

En los EE. UU. las reservas se estiman, según el informe de O'Mahoney, en 92.000 millones de barriles de aceites de pizarras, o sea en 14.400 millones de metros cúbicos. El precio de coste que calculan por barril, comparando diversas opiniones, es como mínimo de \$ 1,70, o sea, al cambio de pesetas 11,00 por dólar, a 117,00 pesetas por

metro cúbico, con un precio de arranque de \$ 0,70 por tonelada de pizarra, o sea pesetas 7,70 al cambio citado. En tales condiciones el galón de gasolina sería de unos \$ 0,10, o sea, pesetas 0,29 por litro. Comparando con el coste de ésta en la industria del petróleo al precio de \$ 1,20 por barril en pozo, dicho coste es de \$ 0,053, o sea pesetas 0,154 litro.

Estos precios son a base de obtener unos 900 m.³ diarios de aceite de pizarra, y aumentan a medida que disminuye dicha producción.

Si comparamos con los precios de arranque en España, hoy contratado a 17,00 pesetas tonelada, pero revisable anualmente, por lo que estimamos alcanzará a pesetas 20,00 ó 22,00, vemos que el coste por litro casi se triplicará, teniendo en cuenta, además, que no se llegará a la producción arriba señalada y que el coste de las instalaciones será superior al americano, donde calculan ascenderá de 80.000 a 100.000 pesetas por metro cúbico día en crudo sintético obtenido.

Carbones

La destilación de carbones a baja temperatura es, como ya es sabido, un método de obtener petróleo sintético por un sistema análogo al de la destilación de pizarras bituminosas. Hoy día los hornos obedecen a parecidos principios para ambas primeras materias, si bien en el carbón hay que tener en cuenta otros factores más, a saber: el poder aglomerante y el hinchamiento, en cuanto al sistema de horno a aplicar, y la calidad del semi-cok en cuanto al residuo de destilación.

Para carbones no aglomerantes se aplica el horno de

caldeo interior citado para las pizarras bituminosas, y para los aglomerantes las retortas semi-continuas, bien de hierro fundido, bien de material refractario, procurando siempre la mayor transmisión del calor. El carbón, en estos últimos casos, se emplea desmenuzado (menudos) y en el primero del tamaño de avellana, o menudos aglomerados, al tamaño de un ovoide normal, pero no utilizando la brea, sino con un aglomerante orgánico soluble en agua cuyo tal poder y cuya cantidad, sean lo estrictamente suficientes para dar a los ovoides la consistencia necesaria para no desagregarse en el camino entre la prensa y la zona de destilación del horno.

No entraremos en la explicación de los procesos; además de no ser el objeto de este concurso, se encuentra en numerosas revistas técnicas. Solamente hablaremos de aquellos detalles conducentes a nuestro fin, o sea, a su posible aplicación a los carbones españoles y a su rendimiento en combustibles líquidos. Aclaremos, ante todo, que la destilación de carbones a baja temperatura, no debe mirarse como un proceso cuyo fin primordial sea la obtención de alquitrán. Esto sólo es así con ciertos carbones cuyo rendimiento en este producto es muy elevado y su calidad es buena, tal como ocurre con los Braunkhole alemanes.

Los fines han de ser dos: primero, obtención de un semi-cok, lo suficientemente compacto para resistir grandes transportes y golpes sin desmenuzarse en cantidades sensibles; que no contengan azufre ni cenizas en proporciones superiores a un cok metalúrgico, y que posea una densidad sólo ligeramente inferior a la de éste. Segundo, que el rendimiento industrial en alquitrán sea como mínimo del 10 %, o sea, superior al 11 % en el ensayo Fischer.

Lo primero, para que teniendo buena aplicación el semi-cok, que es el producto más importante en volumen,

del proceso, le haga económicamente posible, y lo segundo para que resulte una cantidad tal de alquitrán que pueda refinarse a combustibles líquidos y justifique tal pretensión.

La calidad del alquitrán depende del carbón original y del sistema de horno empleado en la destilación. Sabido es que los que han dado la mejor calidad son los del tipo del Braunkhole alemán, de los que en España hay en corta cantidad en Puentes García Rodríguez (Coruña).

De los demás, son los más apropiados para destilar aquellos ricos en betunes que contienen más proporción de hidrógeno y menos de oxígeno y azufre, a igualdad de contenido en cenizas y en humedad, a fin de obtener un alquitrán con la mayor cantidad de hidrocarburos y la menor de productos oxigenados (fenoles) y sulfurosos, pues éstos dificultan y encarecen el refinado de aquéllos.

Por estas cualidades y por su proporción de cenizas, hemos de eliminar, desgraciadamente, los llamados lignitos de Aragón, especialmente los cretáceos, ya que su proporción en alquitrán es inferior al 10 %, contienen fuerte proporción de oxígeno y azufre y son ricos en cenizas. Y decimos desgraciadamente porque si hubieran poseído una mayor proporción de alquitranes, se podrían haber valorizado aquellos carbones por medio de la destilación a baja temperatura, ya que con los nuevos hornos se logra obtener un semi-cok transportable a largas distancias y almacenable, lo que no es posible con este carbón por su rápida oxidación y consiguiente combustión espontánea, debida al azufre que contienen.

En cuanto a las cenizas, cuya cuantía podría desvalorizar el semi-cok, ensayos de lavado muestran una favorable curva de lavabilidad, de forma que podrían descenizarse muchos de ellos, cuyo costo adicional se vería compensa-

do por el de arranque, que es menor que en las cuencas de Asturias y León.

De las hullas, las que poseen en conjunto las propiedades mínimas para este proceso, son las secas de más del 32 % de volátiles y las grasas cuyo rendimiento en alquitrán primario sea superior al 10 %. Las primeras para destilarlas en hornos continuos de caldeo interior y las segundas en retortas.

La calidad del alquitrán y el rendimiento en éste, varía con el sistema de destilación, como ya hemos dicho. Influyen en ellos la temperatura, la velocidad de salida del horno de los gases, el tamaño del grano y la transmisión del calor. Cuanto mayor sea la temperatura, menor la velocidad de salida de los gases, mayor el tamaño de los granos del carbón y menor la uniformidad en la transmisión del calor, será menor el rendimiento en alquitrán, mayor la producción de gases no condensables y más ligero dicho alquitrán, por ser un producto craqueado, y viceversa. Por estas causas, el mayor rendimiento se logra con hornos de caldeo interior por medio de gases, con carbón menudo briqueteado, pues reúnen las condiciones requeridas para ello. Ahora bien, en estos hornos no pueden emplearse carbones que aglomeren, pues se forman bloques de cok que impiden el paso de los gases y le atorán. En tales casos se emplean las retortas.

En ambos casos el alquitrán es de baja calidad, considerado como combustible líquido. Su proporción de hidrógeno escasamente llega al 8 %, contiene fenoles en elevado tanto por ciento y gran proporción de compuestos resinosos. Estos, con su color rojizo, caracterizan a los alquitranes procedentes de la destilación en hornos de caldeo interior, así como la consistencia pastosa del conjunto; es decir, son análogos a los obtenidos en la retorta

tipo Fischer, mientras los de retortas son negros y más fluidos.

El sistema de refinado más apropiado para obtener el máximo rendimiento es la hidrogenación, bien del total, bien de los destilados obtenidos por concentración a brea del alquitrán, si contiene éste muchas impurezas. Se descarta totalmente el cracking por su mal rendimiento a causa de su reducida proporción de hidrógeno y por sus impurezas. No es conveniente la simple destilación, porque la calidad de los destilados hace que no sea económico el proceso. La hidrogenación debe ser a gasolina del total o bien a aceites lubricantes, de alguna fracción viscosa. No cabe la hidrogenación parcial a gas-oil y luego craquear éste, ya que teniendo que ser aquélla intensa en todos los casos por la penuria en hidrógeno de la primera materia, la diferencia relativa en ambos casos es pequeña. El rendimiento se acerca al 100 % en volumen, y la cantidad de hidrógeno necesario es de 1.200 m.³ en adelante por tonelada de alquitrán.

Sólo en Asturias es, pues, aplicable este proceso, donde se producen anualmente dos millones de toneladas de carbón seco de llama larga con más del 32 % de materias volátiles, de los cuales 1.200.000 son de menudos que normalmente se lavan al 10-12 % de cenizas, pero que pueden descenizarse aun más sin encarecer mucho su coste. En programa está llegar a una producción de 2.600.000 toneladas de esta clase de carbón, de las cuales 1.600.000 serán de menudos. Hay, pues, margen para implantar esta industria, si se logran cumplir las condiciones, o sea, si es conveniente a la industria del carbón más que a la de combustibles líquidos, porque la destilación a baja temperatura del carbón no es un proceso para lograr el abastecimiento de combustibles líquidos, de un modo general. En los

países que contienen grandes reservas y explotaciones de aquél, porque se producirían enormes cantidades de semi-cok, que difícilmente absorbería el mercado y, en naciones como la nuestra, porque no hay carbón adecuado suficiente para ello. Es, pues, un proceso que sólo localmente debe aplicarse cuando dicho semi-cok tenga mercado a un precio tal, que por lo menos pague el de coste del carbón que se carga.

Puede decirse que no ha tenido más aplicación que en Alemania para obtener alquitrán primario de los lignitos pardos y carbones bituminosos con elevada proporción de materias volátiles, que luego empleaban en las unidades de hidrogenación para obtener principalmente gasolina y en Inglaterra para fabricar un combustible sin humo (Coalite y similares).

MÉTODOS COMPLEJOS

Hidrogenación

La hidrogenación directa del carbón sigue siendo el proceso más caro de obtención de combustibles líquidos, tanto por el costo de primera instalación como por el de fabricación. No ha tenido extensión en el mundo por este motivo y por las grandes dificultades técnicas que supone manipular, a presiones y temperaturas elevadísimas, primeras materias formando mezclas de líquidos, sólidos y gaseosos; los segundos de los cuales (el carbón) contienen además impurezas y no son totalmente homogéneos. Alemania no llegó a emplearlo con dominio sobre los demás sistemas, sino que la carga más importante de las unidades era el alquitrán primario y otros aceites, y en Billingham (Inglaterra), la unidad allí construida, el último año cargó doscientas mil toneladas de creosota y pequeñas cantidades de carbón. Cuando se construyó, se pretendía hidrogenar 150.000 toneladas anuales de este último. En los Estados Unidos no se hidrogena directamente el carbón.

Los datos siguientes dan una idea de la carestía del proceso:

- Clase de carbón más adecuado:** carbón bituminoso con muy elevada proporción de materias volátiles. Cenizas 4 a 6 %.
- Cantidad de carbón de estas características:** cuatro toneladas por una de gasolina de 76 de número de octano.
- Rendimiento:** una tonelada de carbón cargado produce 650 kilogramos de gasolina (carbón citado), el resto es para la producción de hidrógeno y vapor de agua.
- Consumo de hidrógeno:** 2.000 m.³ por tonelada de carbón que entra en la cámara de reacción.
- Presiones de régimen:** mínima de 300 kilogramos por centímetro cuadrado. Media de 400 kilogramos por centímetro cuadrado, que puede llegar hasta 700 kilogramos.
- Temperatura:** 450-550° C.
- Condiciones de la carga:** entrará en la cámara de reacción a la temperatura y presión citadas, pulverizada y mezclada con el 100 % de aceite de viscosidad media. El hidrógeno será inyectado en las mismas condiciones de presión y temperatura.
- Catalizadores:** a base de sulfuros de molibdeno, tungsteno, etc., precipitados sobre tierras porosas activadas.
- Cantidad mínima de carbón que se ha de hidrogenar:** 150.000 toneladas anuales.

Los alemanes daban como precio de coste de la unidad, sin instalaciones auxiliares de edificios, talleres, etcétera, el de 900 R. M. por tonelada año de gasolina producida. Los americanos, en su informe O'Mahoney, el de \$ 12.800 por barril día, o sea, cantidad bastante parecida, pues la

alemana es casi 4.000,00 pesetas por tonelada y la americana de 3.200,00, y éstos hacen el cálculo a base de una producción gigantesca.

En cuanto a su posible aplicación en España no podemos ser por hoy optimistas. Es cierto que tenemos carbones aptos para ello, principalmente los citados de Asturias, en la destilación a baja temperatura, y que también algunos lignitos de Aragón son hidrogenables, después de descenizados a menos del 8 %, pero este descenizado supone mermas de consideración y, en consecuencia, la cantidad de carbón necesaria para obtener una tonelada de gasolina subirá notablemente de las cuatro toneladas arriba señaladas; no podemos dar cifras exactas, pues como ya hemos dicho, falta experiencia sobre los resultados de tales operaciones con nuestros carbones, pero sin gran error se puede fijar que se necesitarán alrededor de 5,5 toneladas de menudos asturianos y 6,5 a 7 de lignitos de Aragón por una de gasolina.

Para obtener 150.000 toneladas de gasolina se precisarán, pues, 885.000 toneladas de menudos asturianos y 1.000.000, aproximadamente, de lignitos de Teruel.

Hagamos un cálculo de lo que suponen algunas de las principales partidas que entran en el coste de un litro de gasolina y de la cuantía de los desembolsos para poner en marcha una unidad de esta clase:

Tres toneladas de menudos, a 70,00 pesetas	210,00 pesetas
4.000 pesetas de coste de instalación por tonelada de gasolina año, amortización en 10 años	400,00 —
2.000 m. ³ de hidrógeno, a 0,15 pesetas	300,00 —
Suman estos tres principales conceptos	910,00 pesetas

Carbón de Utrillas:

Cinco toneladas de carbón, a 50,00 pesetas	250,00 pesetas
4.000 pesetas de coste de instalación por tonelada de gasolina año, amortización 10 años	400,00 --
2.000 m. ³ de hidrógeno, a 0,15 pesetas	300,00 --
Suman estos conceptos	950,00 pesetas T.

Los americanos calculan un precio de coste de \$ 22,6 por galón, o sea, de pesetas 0,65 por litro, con un precio de coste de carbón muy inferior al nuestro.

Estos precios prohibitivos hacen ver que no se ha llegado aún a hacer de la hidrogenación un proceso comercial. Por hoy sólo se ven, como caminos para abaratarlo lograr una mayor desintegración del carbón y hacerlo más uniforme, disminuyendo al propio tiempo al máximo su contenido en cenizas, las cuales causan grandes transtornos por su acción abrasiva, por su engorrosa separación de los productos hidrogenados y de los catalizadores, además de los efectos que puede producir sobre éstos y sobre aquella desintegración y homogeneidad. Otro medio de abaratamiento es conseguir una mayor actividad de los catalizadores. Y, en fin, el tercero y más importante sería obtener hidrógeno a precio mucho más reducido.

En los dos primeros se lograría reducir las presiones y aumentar los rendimientos, lo que se traduciría en menor consumo de carbón y en instalaciones menos costosas. El tercero, por sí mismo, reduciría aquel precio de costo, apreciable por pequeño que fuese el descenso.

Resumimos, pues, nuestra opinión sobre la hidrogenación directa del carbón, del siguiente modo:

No es por hoy un proceso económico para producir combustibles líquidos, pues es el más caro de todos los de síntesis. Pero es tan importante la técnica de la hidroge-

nación y la de las altas presiones, que siquiera como Escuela debe abordarse. El lugar más adecuado para instalar una unidad es Asturias, por contener los carbones más apropiados y disponer allí de los valiosos elementos, que son: una industria y una minería.

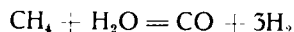
Para tomar una decisión había de tenerse en cuenta que la industria española no podrá entretener esta clase de unidades en sus órganos más vitales.

SINTESIS FISCHER

En este proceso la base fundamental es la reacción del hidrógeno con óxido de carbono en determinadas proporciones, en presencia de un catalizador. Por tanto, lo primero que es necesario producir es un gas que contenga tales componentes en proporciones de 1 : 1 a 2 : 1, según las condiciones de presión y temperatura y el catalizador que se emplee.

Como es natural, en Alemania, cuna del proceso, se empleó el carbón para obtener este gas de síntesis aplicando gasógenos de gas de agua, pues allí abunda dicho combustible a precios económicos y no disponían de otra primera materia abundante. En los EE. UU. de Norteamérica, a cambio, emplean el gas natural una vez seco (desprovisto de hidrocarburos licuables), cuyo contenido en metano rebasa el 90 %; su producción es por hoy muy elevada y las reservas se calculan para muchas decenas de años. Con mucho interés se ha emprendido allí el estudio de esta síntesis, pues según datos publicados en el informe O'Mahoney, el coste a partir de los gases naturales es mucho menor que el del proceso europeo, tanto en primera instalación como en fabricación. El Bureau of Mines ha emprendido activamente estos ensayos por sí mismo y apoya los efectuados por empresas privadas.

La producción de gas de síntesis, a partir del metano, tiene lugar por la reacción entre éste y el vapor de agua en presencia de catalizadores de níquel y cobalto a 900° C.



Se forma un exceso de hidrógeno, por lo que hay que reformar el gas, agregándole CO producido por cualquiera de los métodos conocidos (gas pobre, pasando el CO₂ por carbón incandescente, etc.). Después, el gas así formado se somete a la depuración, principalmente del azufre, que hay que rebajarlo a menos de 0,1 gramos por 100 m.³ de gas, lo que es también más fácil que en el carbón, por ser los naturales más puros, especialmente si provienen de otros tratamientos de refinerías.

Con un precio de coste de dos céntimos por metro cúbico de gas natural en pozo, M. Russell, de la Standard Oil Co., da para la gasolina el de pesetas 25,60 por 100 litros, con un costo de primera instalación de 529.000 pesetas por metro cúbico de gasolina día y para una producción de 626.000 litros diarios (número de octano 68-70). Para la misma capacidad e iguales características de la gasolina, con carbón a pesetas 11,00 la tonelada a bocamina, el mismo técnico da el precio de pesetas 0,56 el litro como precio de coste, y como inversión de primera instalación el de pesetas 836.000,00 por cada metro cúbico obtenido (un dólar = pesetas 11,00).

En España carecemos por hoy de producción de metano natural, y el precio del carbón es varias veces mayor que el señalado. Si esta diferencia la fijamos en 50,00 pesetas por tonelada, y tomamos los demás datos como exactos, el precio de coste en España, calculando ocho toneladas por una de gasolina sería (p. e. = 0,730):

$$0,56 + 0,36 = 0,92 \text{ pesetas por litro}$$

Vemos, pues, que con carbón, el precio de un litro una peseta es bastante acertado si se mantiene la cotización oficial actual de la peseta.

Un estudio de la Ruhrchemie, Sociedad poseedora de estas patentes, hecho hace cuatro años con carbones de las capas 1.^a, 2.^a, 4.^a y 6.^a de Utrillas, según muestras extraídas y envasadas con arreglo a las normas A. S. T. M. (American Society for Testing Materials), dió como resultado que en el proceso de gasificación a presión (20 atmósferas), para obtener el gas de síntesis y usando el hierro como catalizador, una unidad de 1.370 a 1.440 toneladas de carbón diarias de capacidad, según la capa de que se tratase, rendiría 50.000 toneladas de productos primarios, y utilizando el cracking 44.000 toneladas de gasolina y 3.500 de gas carburante, la primera de 60-65 de número de octano. El consumo de carbón es, pues, de ocho a nueve toneladas por una de gasolina.

El coste de tal unidad sería, incluido el cracking, de 54.750.000 R. M.

Estos lignitos tienen como impurezas: las capas 2.^a, 4.^a y 6.^a, del 16 al 27 % de cenizas, la primera el 7,6 %; oxígeno del 10 al 12 %; de azufre, la 1.^a, el 2,2 %, las restantes del 4,3 al 6,4 %; de humedad, el 8,4 % la 2.^a y, el resto, del 18,2 al 22,4 %.

Más rendimiento se obtendría de carbones asturianos y de antracitas de León, no ensayadas aún por este proceso.

Creemos sinceramente que debe estudiarse a fondo y que nunca serán un dinero y un tiempo mal invertidos, los empleados en adquirir una pequeña unidad de éstas y efectuar en ella toda clase de ensayos, sin olvidar el metano, pues puede éste producirse en abundancia en zonas como

la del anticlinal de Caldones (Asturias), donde hay en sus proximidades importantes yacimientos soterrados de hulla. Son varios los lugares de España donde puede aplicarse (Teruel, Asturias, León), y éste es ya motivo para prestarle la máxima atención. Además, no exige elementos tan difíciles de construir como la hidrogenación y tan peligrosos de manejar. Puede desarrollarse en nuestra Patria si hay decisión y tenacidad para ello.

Igual que en la hidrogenación, se pueden obtener todos los derivados del petróleo, siendo de alta calidad el gas-oil, los aceites lubricantes y la parafina; especialmente en esta última se logran puntos de fusión elevadísimos, los cuales no se llegan a alcanzar con los petróleos naturales. A cambio, la gasolina primaria no es apta para su empleo directo en los motores modernos de alta compresión, por su bajo número de octano, y es preciso reformarla. El gas-oil es una excelente primera materia para motores Diesel rápidos por su elevado índice Diesel, que llega a 50, y como carga en unidades de cracking catalítico, en las que da rendimiento extraordinario en gasolina por su riqueza en hidrógeno. Todas estas cualidades y características se deben al acentuadísimo carácter parafínico de los productos que rinde este proceso; esta gran riqueza en hidrógeno es uno de los grandes motivos por los que merece tanta atención, pero bien entendido que no como un procedimiento actual para la producción de combustibles líquidos, sino para el porvenir, cuando por el progreso en la producción del gas de síntesis, resulte más económico que hoy, tanto en primera instalación como en fabricación.

CARBURANTES DE SUSTITUCION

Hecha la referencia a las posibles aplicaciones de los métodos de obtención de los derivados sintéticos del petróleo en España, todos ellos obtenidos a partir de primeras materias minerales y, por tanto, agotables, vamos a exponer ahora la posible producción de carburantes a partir de aquellas procedentes del reino vegetal y, por tanto, inagotables.

Son los alcoholes los únicos que merecen nuestra atención, pues los otros productos que podrían servir al mismo fin, acetonas, alcanfor, etc., se producen en muchas menores cantidades y a precios de costo mucho más elevados.

El alcohol casi exclusivamente empleado hasta ahora como carburante es el etílico, debido a sus propiedades y relativa abundancia. Pero no ha podido usarse aislado, sino en mezcla de gasolina, pues dado su poder calorífico, que es de 5,024 calorías por litro contra 8.000 (p. e. 0,730) de la gasolina, así como la cantidad de aire necesaria para la combustión, que es de seis metros cúbicos contra diez para un litro respectivamente, habría que construir un motor apropiado para este carburante, el cual, a su vez, no podría ser alimentado con gasolina. Pero las buenas cualidades que posee, especialmente su poder antidetonante, puede aprovecharse mezclándole con ésta en pro-

porciones y condiciones determinadas. La condición esencial es que esté deshidratado.

Ensayos hechos con la mezcla binaria empleada en España, en la que la gasolina tenía una densidad de 0,730 a 0,740 y el alcohol era del 99,8 %, han probado que el enturbiamiento no empezaba hasta por debajo de -26°C .; a 0°C . se enturbiaba con 0,6 % de agua, y por encima de 15°C . admitía el 2,5 %; la mezcla binaria era, pues, prácticamente estable, aun con proporciones superiores al 20 % de alcohol. Se adoptó el 15 % en razón a las existencias disponibles, y salvo las dificultades naturales del comienzo de su empleo, especialmente por su poder disolvente y su avidez por el agua, todos recordarán que dió excelentes resultados, especialmente en los coches de alta compresión. Las anteriores cifras sirven para gasolinas de densidades comprendidas entre 0,710 y 0,760.

La proporción no debe pasar del 25 % sin modificar el reglado del carburador, pero teniendo la certeza de usar siempre la misma mezcla puede ajustarse este órgano a proporciones más elevadas, ya que el alcohol es un producto de composición constante y no se precisa modificación alguna, mientras éste entre en una proporción fija.

Las ventajas del alcohol son grandes cuando el motor tiene elevada compresión y la gasolina un índice de octano bajo. Así, una gasolina de la densidad expresada y de 60-62 de número de octano, mezclada con alcohol etílico deshidratado en la proporción de un 20 %, sube a 80, y en un motor comprimido supone esta elevación un mucho mayor rendimiento y, por tanto, un ahorro en combustible. Al contrario, si la gasolina es de 80 de número de octano, su efecto en el motor es ya muy pequeño y no llega a compensar el mayor consumo debido a su menor potencia calorífica. Si el motor no tiene compresión, pierde el al-

cohol su mayor ventaja y el consumo es mayor que con gasolina sólo.

Pero, en fin, no es el alcohol etílico un sustituto de la gasolina, sino un economizador de la misma mientras no se hagan motores especiales para él, y esto no tiene objeto en tanto no se produzca en cantidades que justifiquen tal decisión y a precios de coste no tan distantes como los que hoy existen entre ambos productos.

No puede lograrse esto hoy en España, porque las cantidades que pueden llegar a producirse sin sacrificio de otras primeras materias, muy precisas para la alimentación de personas o ganados (cereales, patatas, pulpa, etc.), o para la economía nacional (vinos), son muy pequeñas, y es principalmente la manipulación de grandes cantidades lo que conduce a precios de coste bajos. No puede dudarse que con unidades de parecida capacidad a las que hoy se emplean para la producción de gasolina, se lograrían precios que se aproximarían a los de ésta, pero ¿qué cantidad de materias primas vegetales serían necesarias? La remolacha azucarera rinde 12,11 litros de alcohol de 96° por tonelada, o bien unos ocho litros del deshidratado; para alimentar una unidad de 150.000 litros diarios durante 300 días del año, que es de las más pequeñas para gasolina, se precisarían 5.600.000 toneladas de remolacha. La producción máxima alcanzada en España ha sido de dos millones de toneladas de remolacha. Creo que con este ejemplo basta para comprender que no es posible, por hoy, lograr alcohol a precios en competencia con la gasolina.

La capacidad total de las destilerías de melazas es de 1.280 toneladas diarias, que pueden producir 3.579 hectolitros de alcohol de 96% y 2.220 hectolitros de alcohol deshidratado, por día. Sin embargo, la producción media

ha sido antes de 1935 de 130.000 hectolitros, debido a la falta de primera materia. Queda disponible una capacidad de unos 350.000 hectolitros anuales, contando con reparaciones, limpiezas, etcétera.

De los vegetales de cultivo económico que más rendimiento se obtiene, es la patata. Se logran 100 litros de alcohol deshidratado por tonelada, en varias de sus especies, por sacarificación. Esta sería una de las fuentes de producción, si se logran cultivar millones de toneladas anuales concentradamente. ¿Es esto posible? No por hoy, a nuestro juicio, y lo mismo ocurre con otros cultivos, como boniatos y cereales, cuyos productos contienen almidón, así como con los residuos de frutos y del trabajo de la madera, otra fuente de producción de alcohol. O sea, que la gran dificultad de los vegetales estriba en lograr una producción concentrada de los mismos, de varios millones de toneladas. Si dicha producción es diseminada, los transportes hacen antieconómica su transformación.

De otros carburantes se viene hablando, en los que el agua entra en fuerte proporción. Así, por ejemplo, de Alemania se ha dicho que tenía a punto de emplear un llamado «vapor recalentado», y la Standard Oil Co., de Nueva Jersey (EE. UU.), ha patentado la mezcla siguiente:

Alcohol isopropílico.....	60 %
Agua	30 %
Hidrocarburos	10 %

No deja de sorprender esta composición, pero ante la autoridad de la Empresa de que se trata, hay que tomarla en consideración. En primer lugar, el alcohol isopropílico es de obtención muy costosa y de gran especialización; consiste, en breves palabras, en hidrogenar catalíticamente la acetona. ¿Ha logrado la Standard Oil obtenerlo sintéti-

camente de gases de petróleo? No lo sabemos. En segundo lugar, hay que explicarse el papel del agua. En cuanto a los hidrocarburos, emplea sólo uno, el pentano, cuyo objeto es el de rebajar el punto de inflamación de la mezcla, ya que el del alcohol isopropílico es de 81° C., aproximadamente.

Es muy posible que el agua tenga dos efectos: uno, de amortiguador de la explosión y otro, el mismo que en un cilindro de vapor; es decir, que evaporada y recalentada por dicha explosión actúe por expansión simultáneamente con los gases de aquélla; no otra cosa parece decir la expresión alemana, ni concebimos otro papel al agua que se introduce en un cilindro.

Pero no hemos dedicado mayor atención a esta clase de sustitutos, que exigen laboriosos ensayos y estudios, y su aplicación en España a base de alcoholes superiores no ofrece por hoy posibilidades. Nos limitaremos a señalar su existencia y a recomendar su estudio a los laboratorios especializados en carburantes.

De otros sucedáneos podemos citar los siguientes:

Aguarrás

De cuyos componentes, los terpenos, pineno y nopineno, el primero es inestable, por lo que se oxida cuando se expone al aire, no siendo, por esta razón y por su elevado punto de ebullición (de 152 a 165° C.), apropiado como carburante. Se hidrogena con facilidad, hasta el punto que con reductores muy energéticos se llega a producir el metano, y el decileno a presiones y temperaturas moderadas. Por tanto, si se le aplica la hidrogenación catalítica destructiva, se puede obtener gasolina del aguarrás con

elevado rendimiento. Ahora bien, es una materia prima cara y sólo se producen unas 8.000 toneladas en toda España, y muy diseminadamente. El coste de dicha gasolina sería, pues, elevadísimo, y se necesitarían otras primeras materias primas para completar la carga de una unidad comercial.

Colofonia

Su transformación en carburantes se puede hacer también por hidrogenación, de lo que existen patentes alemanas. Su composición química corresponde a la fórmula $C_{20}H_{30}O_2$, que es la de sus principales componentes, isómeros casi todos ellos, de los cuales el ácido abietínico, por no ser saturado, se autoxida, el levopimárico también es inestable al transformarse, por isomerización, en aquél, siendo los únicos estables el ácido dextropimárico y los resenos; éstos entran en la colofonia sólo en la proporción del 4 al 10 %. Por tanto, la hidrogenación de los primeros citados, se hace con facilidad en condiciones moderadas de presión y temperatura, con catalizadores de platino, níquel y yodo, por lo que con la hidrogenación destructiva se logra obtener carburantes, y por aquélla, predominantemente hidrogenante, aceites lubricantes.

La producción en España es de unas 32.000 toneladas de colofonia anuales y, como en el caso del aguarrás, el precio de coste de estos productos es muy elevado, por serlo la primera materia.

Aceite de oliva

Sólo es mencionable este producto para la obtención de aceites lubricantes, pues para otros sustitutivos del petróleo y sus derivados resulta extraordinariamente caro.

Además, es una de las principales fuentes de nuestro comercio exterior, de modo que constituirá siempre un gran error ocuparse de él en este sentido.

Por el momento no vemos, pues, una posible sustitución de la gasolina por sucedáneos, sino únicamente una ayuda en el alcohol etílico, cuando éste se produzca en un gran exceso al consumo y en épocas de escasez de aquélla.

No hay que perder de vista, sin embargo, el estudio de los carburantes mixtos, hechos con mezclas conteniendo agua.

CONCLUSIONES

Nuestra exposición anterior sobre las posibilidades de producción de petróleo y sus derivados en España, hecha objetivamente, según nuestra interpretación del título de este concurso y, por tanto, omitiendo descripciones de los procesos de fabricación, ya que esto sería repetir cuanto se ha publicado en libros y revistas, pero explicados los probables resultados de la aplicación de los referidos procesos a nuestras primeras materias, sacamos una conclusión general, que difícilmente puede ser rebatida, a saber: la única fuente de producción económica de petróleo que podrá tener España será el yacimiento natural; si éste nos resultara fallido, podremos optar o por producir derivados por medio de la síntesis a partir de pizarras bituminosas o del carbón y, por tanto, a precios elevados y en cantidades insuficientes; o bien, por seguir importándolos a precios del mercado internacional.

Hagamos un resumen analítico del pro y el contra de estos diversos sistemas.

Petróleo natural

Hemos visto que hay indicios alentadores en varias regiones de España, y varias Empresas están en pleno reconocimiento de las mismas, hoy con lentitud por escasez de materiales y equipos de sondeo. Pero una vez normalizados los suministros de éstos, la investigación será relativamente rápida una vez realizados los estudios de superficie, que es la labor que se ha hecho estos años y se sigue haciendo.

En ellos se vienen ocupando geólogos tan eminentes como los Sres. De Novo, Gavala, Dupuy de Lôme, Ríos, Almela, Cantos, etc., además del ya fallecido maestro don Alfonso del Valle, con alguno de los cuales está en continua relación profesional el autor de esta Memoria, que ha recorrido, en su compañía, parte de los Pirineos catalanes, Burgos, Soria y algunas regiones de Alicante y Andalucía.

El coste de estos sondeos y trabajos es caro y el estudio árido; hay que tener fe o percatarse de la importancia del problema para no desmayar ante el fracaso de uno y otro sondeo y ante la escasez de estructuras amplias; gran fortuna sería alumbrar petróleo en cantidad con las primeras perforaciones, aun estando éstas situadas con arreglo a las más exigentes normas de la ciencia de la investigación petrolífera. Cara es la investigación, repetimos, sin poder prometer nada, pero no tanto como para producir ni el menor desequilibrio en nuestra nación.

Supongamos que se realizan unas 150 perforaciones, que vendrán a ser entre 4 y 5 por concesión petrolífera hoy en vigor, con un total de 250.000 metros. Un precio razonable es el de 1.000,00 pesetas metro, o sea, que el coste

de dichas investigaciones será de 250 millones de pesetas, más gastos generales y amortización de máquinas. En fin, con estos gastos e imprevistos, en total 300 millones de pesetas para un reconocimiento bastante completo de España. No puede asustar esta cifra máxima, pensando en un posible resultado positivo; y, si es negativo, habrá quedado un reconocimiento del subsuelo nacional, muy útil para otros menesteres.

La técnica moderna de la perforación permite realizar un tal programa en muy pocos años. Vemos cómo sondeos de 1.000 metros se hacen hoy en unos 8 a 10 días (margas, calizas y areniscas flojas), y cómo aquellos de 4.000 m. se terminan en menos de un año. Por tanto, con una docena de estas sondas, de diferente potencia, en servicio, puede llevarse a efecto dicho programa en unos 5 a 6 años, disponiendo de materiales y equipos de buenos sondistas.

En resumen, tenemos en pro favorables indicios, corto espacio de tiempo, relativamente poco gasto y conocimiento del subsuelo español. Y como más importante de todos, que si los resultados son positivos, queda, según su cuantía, resuelto parcial o totalmente el problema de los combustibles líquidos nacionales por un mayor o menor espacio de tiempo.

En contra, tenemos lo aleatorio de esta clase de empresas, cuyo resultado puede ser totalmente negativo.

Creemos debe pesar más el pro y que será el primer y mayor esfuerzo que se hará, continuando lo ya iniciado por CAMPSA y CIEPSA.

Petróleo sintético y sucedáneos

Hemos visto que estos procesos son todos de precios muy caros, tanto por el de costo de primera instalación como por el de fabricación, y además que cada uno de ellos por sí solo no puede resolver, sino en una parte restringida, el abastecimiento nacional, pues aquellos que aprovechan el carbón se encuentran con escasa materia prima adecuada, y todos ellos exigen explotaciones mineras subterráneas de una envergadura extraordinaria y altos precios de coste.

El argumento esgrimido siempre a favor de la síntesis ha sido que su producción es nacional y que se ahorran divisas. Lo primero es cierto, pero lo segundo es, en parte, engañoso. En efecto; uno de los sumandos que pesan mucho en el precio de coste en estos procesos, es la amortización de las instalaciones, otra la regalía y, en fin, otros, reparaciones, repuestos y catalizadores. Pues bien, nuestra industria, en general, no está en condiciones, por hoy, de suministrar una gran parte en valor de los elementos necesarios y, por tanto, en dicho precio de coste entran en una proporción las divisas extranjeras que quizá superen el de adquisición en el extranjero de los productos obtenidos en ellos.

Un ejemplo basta para demostrarlo. La unidad presupuestada por la Ruhrchenie, por valor de 54.750.000 R. M., supone al cambio de entonces, de pesetas 4,35 por R. M., pesetas 238.162.500,00. Un mínimo de un 30 % habría de importarse, o sea, pesetas 71.248.750,00. Amortizando en 10 años: ptas. 7.124.875,00. Kilogramos de gasolina más carburante producido: 48.500.000; o sea, que la amortización carga con 14,7 céntimos por kilo, o en la gasolina a

10,7 céntimos el litro. Agregando regalía, repuestos y catalizadores, tendremos un precio de coste superior al de 16 a 18 céntimos litro, que es el de cotización para exportación en EE. UU., mercancía en origen. En la hidrogenación es aún mayor este coste en divisas, no así en las pizarras bituminosas, en las que es menor la importación de material extranjero y no se precisan catalizadores y, por tanto, el coste en divisas será inferior al de los productos importados, pero sin mucha diferencia si se emplea la hidrogenación para el refino del crudo sintético.

En cuanto a la producción nacional a precios elevados, no justificándolo el ahorro de divisas, sólo podría justificarse por no hallarse desaprovisionado en período de excepción, o sea, al encontrarnos aislados de los proveedores de combustibles líquidos, por cualquier razón que fuese. Pero como aquéllos coinciden hoy día con los países industrializados en alto grado, si nos vemos privados de unos también lo estaremos de los materiales necesarios para repuestos, y o bien poseemos un fantástico almacén de efectos, o en cuanto tengamos averías, desgastes o accidentes, tampoco fabricaremos. Resulta ilusoria esta independencia mientras nuestra industria no alcance un desarrollo del que aún estamos lejos.

También en este caso se salva la destilación de pizarras bituminosas. Por lo simple de este proceso, podrá vencerse la situación, en todo momento, para obtener el crudo sintético, y los accesorios de sus aparatos de refino también pueden fabricarse en España, salvo si se emplea la hidrogenación.

Que no es la solución deseada por hoy la síntesis, lo prueba el caso de la nación que la implantó en escala formidable. Con la abundancia y economía con que producía Alemania sus carbones más adecuados, tenía antes de la

guerra precios superiores para la gasolina a los de casi todos los países europeos, y durante la guerra no pudo ponerse a la altura de sus adversarios, no digamos ya en cantidad, sino tampoco en calidad, pues no podía alcanzar para la gran masa de gasolina de aviación más que 92 de número de octano, mientras la aviación contraria volaba con 100. Una de las principales causas de la pérdida de la guerra fué ésta. La síntesis no pudo salvarles; ni siquiera les alargó notablemente la lucha. No alcanzado Bakú y perdida Rumania, o sea, el petróleo natural, nada podían hacer a pesar de sus magníficos modelos de aviones.

Y es que las dificultades para los procesos de síntesis (exceptuamos las pizarras bituminosas) estriba en que hay que disponer de abundante hidrógeno libre, que ha de reaccionar con el carbono o con otros hidrocarburos. Y aunque termodinámicamente parece esto posible, aun a relativamente bajas temperaturas, no es así en la práctica. En efecto, para las olefinas de energía libre de hidrogenación a parafinas, viene dada por la fórmula (Sachanen):

$$\Delta^{\circ}F = -30,870 - 55 n + 31,06 T + 0,68 n T$$

en la que $\Delta^{\circ}F$ es la energía libre de formación a la presión de una atmósfera para todas las sustancias incluídas en la fórmula. T es la temperatura absoluta y n el número de átomos de carbono.

Para los hidrocarburos aromáticos, benceno y tolueno, dicha fórmula es, según A. W. Francis:

$$\Delta^{\circ}F = -53,700 + 96,6 T$$

y a la presión P (Sachanen):

$$\Delta^{\circ}F = -3 RT \log \text{nat } P$$

En las olefinas vemos que los valores de $\Delta^{\circ}F$ son negativos a temperaturas bajas y moderadas que no excedan de 556°C ., cuando el número de átomos de carbono de aquéllas es de diez, y en los hidrocarburos aromáticos hasta los 285°C . De modo que ambas series de hidrocarburos son termodinámicamente hidrogenables a relativamente bajas temperaturas a la presión normal. Pero, en la práctica, la realidad es otra; no es posible dicha hidrogenación si no es en presencia de catalizadores y empleando presiones elevadas. En la tercera ecuación, para 500°C . y 100 atmósferas, $\Delta^{\circ}F$ es igual a cero y negativo para más altas presiones; pueden, pues, los aromáticos hidrogenarse en estas condiciones, pero para que los rendimientos sean aceptables, hay que favorecer la reacción con aquellos dos medios, presión y catalizadores, sin cuya acción con ambas clases de hidrocarburos las reacciones son muy perezosas. Y si estas severas condiciones son indispensables en hidrocarburos simples, con los compuestos complejos, como es el carbón, se acentúa considerablemente, y aún no se ha dado con el sistema de acercarnos al punto termodinámico para lograr una mayor sencillez y economía.

A cambió, en la síntesis de óxido de carbono e hidrógeno, las presiones no influyen en la misma forma; aquí es la actividad y superficie de contacto del catalizador lo que determina sus rendimientos. Es, pues, problema de fabricación del gas, de su depuración y de preparación y colocación del catalizador en extensas cámaras de reacción.

Con estas necesidades, por potente que sea un país industrial y económicamente, no podrá nunca llegar a abastecerse de combustibles líquidos de un modo satisfactorio a partir del carbón, si las exigencias de dichos procesos no disminuyen notablemente.

Por tanto, España no está en condiciones de implantar

esta industria a partir del carbón, ni le es conveniente más que en un caso excepcional, el de destilación a baja temperatura, cuando el semi-cok tenga aplicación ventajosa y pague por sí solo el precio del carbón y los gastos de destilación.

Tenemos, pues, en pro: la primera materia y la mano de obra son nacionales. Se crea un grupo de técnicos y obreros especializados en tan difícil industria.

En contra: no hay bastante carbón para dedicarlo a esta producción, y las cantidades de combustibles líquidos que se obtengan no cubrirán sino una parte restringida de nuestras necesidades.

Las explotaciones mineras que pueden abrirse son en carbones de baja calidad (los llamados lignitos de Aragón y de Cataluña). Únicamente las hullas de La Camocha (Asturias), podrán quizá ser una excepción.

Los precios de coste y de instalación son demasiado elevados por hoy.

No podemos prescindir del extranjero, ni en la instalación ni en el entretenimiento por causa del estado en que se halla la industria española. Por tanto, después de grandes sacrificios económicos, el ahorro de divisas y la garantía de nuestro aprovisionamiento en tiempos de excepción, son engañosos.

Creo que los contras pesan mucho en este caso. En cuanto a las pizarras bituminosas tienen los siguientes:

Pros: materia prima y mano de obra nacionales. Ahorro en divisas. Garantía de un aprovisionamiento parcial en todo tiempo. Ampliación de una ciencia y una técnica nacionales.

Contras: precios de instalación y de coste muy elevados,

por ser las explotaciones subterráneas y por mover cantidades enormes de estériles.

El gran peso de los *pros* viene sensiblemente rebajado por los *contras*.

En cuanto a los sucedáneos del petróleo, tenemos:

Pros: producción nacional en todos sus aspectos. Alivio de situaciones difíciles para la industria del alcohol.

Contras: carestía del alcohol etílico. Imposibilidad de producir económicamente en España los alcoholes superiores. No pueden usarse aislados, sino en mezclas.

Importación

Para juzgar este aspecto del aprovisionamiento de petróleo, echemos un vistazo a la situación mundial de los yacimientos principales de petróleo.

En Norteamérica hay reservas por una cuantía de 21.500.000.000 de barriles, con una producción diaria de 4.750.000, que no podrán rebasar en mucho sin largas y costosas preparaciones. En la América española, especialmente en Venezuela, se han puesto en explotación nuevos campos petrolíferos, muy abundantes, y en el próximo Oriente se cuenta con más de 16.000 millones de barriles de reserva ciertos y, por lo menos, otros tantos como probables, pero por falta de refinerías y de transportes aún es escasa la producción. El último año se produjeron de todos estos campos 2.600 millones de barriles, que se consumie-

ron. No contamos los campos dominados por Rusia, con cuya producción no puede contarse por ahora.

En relativamente breve plazo estarán en condiciones de hacer suministros los yacimientos de las Islas Holandesas y Birmania, y los de Asia Menor experimentarán un gran impulso una vez construidos los oleoductos en proyecto y ampliadas las refinerías de Barheim y Araban.

Por tanto, aun cuando se calcula que el consumo de combustibles líquidos aumentará considerablemente, habrá en bastantes años suficiente producción y su precio se mantendrá bajo. Por otro lado, nuestra flota petrolera es un poco escasa para abastecernos exclusivamente de América, pero suficiente para una importación mixta desde este Continente y desde el Próximo Oriente. En estas condiciones no hay posible competencia en precios con la producción nacional y sólo podrá limitarla las disponibilidades de divisas. Si éstas fuesen grandes, habría que aprovechar los precios baratos que al parecer continuarán. Pero no es así; España es un país deficitario en su comercio exterior, y este hecho aconseja procurarse cuantas materias prima pueda, dentro de su país, siempre que su transformación no suponga un gasto desproporcionado en divisas o en precios de coste que encarezca la vida.

Tiene, pues, la importación, en pro: baratura de los distintos derivados del petróleo y comodidad en su manipulación.

En contra: son divisas extranjeras las que hay que invertir, de las que España es deficitaria.

Hay que sacrificar prudentemente parte del pro para mitigar el contra.

Resumen

De los pros y contras expuestos deducimos lo que sigue:

- 1.º Es de importancia primordial efectuar sondeos profundos en las zonas citadas al principio de esta Memoria, o sea, en las estribaciones de los Pirineos, en Burgos, Santander y Soria, y completar los estudios de las provincias del Sur.
- 2.º Iniciada la explotación de las pizarras bituminosas de Puertollano, debe terminarse la instalación de la refinería. Pero en tiempos normales sólo debe llevarse a una producción tal, que no afecte sensiblemente a los precios totales de los productos que se procure la nación por otros medios más económicos. Es decir, que la refinería se mantendrá a marcha reducida, no cargándose en los precios de coste la amortización de las secciones paradas; este concepto se reservará para cargarlo cuando en tiempos de excepción la producción sea al máximo de rendimiento de las instalaciones.
Se ensayarán los métodos de extracción y disolución térmica en el Instituto de que se hablará en el apartado siguiente.
- 3.º No se implantará industrialmente la síntesis a partir del carbón, pero se creará un Instituto de Estudios y Ensayos, acondicionados con unidades semi-industriales del sistema Fischer, en las que se tratarán carbones y gases (metano esencialmente) y se ensayarán catalizadores, al mismo tiempo que se adiestrará a personal técnico y

obrero. Simultáneamente se harán en este Instituto estudios de nuestros carbones, en cuanto a su constitución química y petrográfica, y su comportamiento en diferentes condiciones de presión, temperatura y acción de disolventes y reactivos.

Si tales ensayos lo aconsejan, se ensayará en pequeñas unidades semi-industriales la hidrogenación, siempre que se vea la posibilidad de rebajar las presiones de régimen y de aumentar considerablemente la acción activadora de los catalizadores y de abaratar la producción de hidrógeno.

No se nos oculta que la mayor dificultad estriba en una eficaz organización de este Instituto; en una colaboración del Estado por medio de uno de sus organismos y de empresas privadas, vemos el mejor camino para lograr dicha eficacia, a base de una dirección impuesta en su alto cometido y de disciplina y estímulo al personal que se le encargue esta difícil misión. El Estado debe tener un centro científico y técnico del máximo prestigio, con personal que no tenga otra preocupación en ningún orden de cosas, que la referida misión, y debe estimular y ayudar a las empresas privadas que hagan investigaciones científicas de garantía, dependiendo todas de aquel Centro sin coartar ninguna iniciativa.

Hay que tener muy presente que en una nación en la que no se estimula la ciencia con todos los medios morales y materiales que requieren las grandes y pequeñas investigaciones, siempre será dependiente de las que lo hagan así y cada día será mayor el desnivel entre unas y

otras. La enseñanza y la investigación son los puntales del poder de las naciones.

- 4.º El empleo del alcohol etílico debe reservarse para cuando se produzca un exceso de éste. Un carburante con esta mezcla debe hacerse con gasolina de baja calidad y su precio de venta será el de uno de buena calidad, pues mejora notablemente su poder antidetonante.
Se estudiarán en el Instituto antes citado los alcoholes superiores y sus mezclas con agua, así como el comportamiento de ésta en estado de vapor recalentado en los motores de explosión y combustión interna.
- 5.º Se seguirán paso a paso los progresos de la industria nacional, principalmente las de aceros de todas clases y de aparatos de precisión, termoeléctricos, de fina mecánica, etcétera.
- 6.º En tanto se desarrolla el primer punto, especialmente, se seguirá importando lo que sea posible y, si los resultados son positivos, dicha importación se hará según sea la cuantía de la producción nacional, su coste y las disponibilidades de divisas, en forma que las diferentes partidas entren en proporciones tales que la Renta pública y el consumidor se vean lo menos perjudicados posible por el interés nacional.

Con cuanto antecede creemos habernos adaptado al objeto de este Concurso, y nuestra mayor satisfacción sería haber contribuido con este modesto trabajo a lograr que de un modo fundamental, efectivo y siempre razonado, se produzca «EL PETRÓLEO EN ESPAÑA».

* * *

Después de haber hecho la parte correspondiente al análisis de los petróleos españoles, que figura en este trabajo, se ultimó el estudio del petróleo surgido en el sondeo número 2 de los realizados por CAMPSA en el Norte de la provincia de Burgos, y primero en el anticlinal del Valle de Zamanzas, de cuyo análisis sólo se consignaron en aquel capítulo los primeros datos.

Este estudio ha sido realizado en el Laboratorio Central de la CAMPSA, por su Director y su adjunto, continuándolo los mismos técnicos en la refinería de Cornellá, perteneciente a la misma Compañía, siguiendo las instrucciones del autor del anterior trabajo.

Dado lo detallado y justo de este análisis y estudio, creemos es un valioso complemento de lo anteriormente expuesto, por lo que le adjuntamos en el siguiente apéndice, con lo cual creemos satisfacer mejor el propósito del Concurso. Su mérito corresponde a los citados técnicos, sin más intervención en él del autor de estas líneas que la expresión de sus deseos y las citadas instrucciones a la refinería de Cornellá.

Los comentarios a los resultados obtenidos en los aparatos industriales, se refieren sólo a los allí instalados, sin referirse a los de las modernas refinerías, para lo que me sigo remitiendo al Capítulo correspondiente de este trabajo.

APÉNDICE

ANÁLISIS DEL PETRÓLEO CRUDO NATURAL DE ZAMANZAS (BURGOS) (*)

I. Análisis de petróleo encontrado en Zamanzas

Por primera vez nos encontramos en presencia de un petróleo natural surgente al iniciarse perforaciones en nuestro suelo patrio. Esto nos sitúa ante un problema nunca abordado en España: el análisis de un «crudo», como brevemente se llama al petróleo natural en el argot petrolero. Es un producto desconocido y hay que identificarlo; hay que conocer su composición y tratamiento más adecuado a que ha de someterse para obtener de él los máximos rendimientos en los productos más interesantes a la economía del país.

A pesar de que la cantidad encontrada hasta la fecha tan sólo puede considerarse como una muestra, este análisis se ha hecho imprescindible por dos razones: 1.ª Para que de su conocimiento se deduzca el interés en proseguir su búsqueda. 2.ª Para tener ya hecha esta labor en el caso afortunado de que surja en cantidad estimable en el día menos pensado. También es conveniente realizar este

(*) Este es el primer análisis de este tipo que se hace en España, y ha sido realizado por D. Rafael Gallosó y D. Juan Pujol, jefe y químico, respectivamente, del Laboratorio Central de CAMPSA.

análisis como excelente oportunidad de adiestramiento de los técnicos que nos dedicamos a esta especialidad.

* * *

No es cosa fácil, como veremos más adelante, aun reduciendo el análisis a los términos prácticos en que han sabido encajarlo los investigadores petrolíferos americanos. Un análisis químico puro, completo, de petróleo, está todavía por hacer. Y en nuestro caso la Naturaleza parece complacerse en aumentar la confusión de los noveles elevando la dificultad, por presentarse este «crudo» enmascarado, como si dijéramos, y perteneciendo al grupo de los más difíciles y peor definidos. No es un petróleo típico, completo, normal; se trata de un petróleo anormal defectuoso. Así y todo, lo que habría que desear es que hubiera mucho. Queda, además, la esperanza de que la muestra encontrada, por estar cerca de la superficie, sea más defectuosa que el petróleo que nos reserve la suerte en recintos más estancos y profundos, aunque estamos convencidos de que, en cuanto a la clase, será la misma.

Como siempre en estos casos, volvemos la vista en busca de inspiración hacia quienes más pueden enseñarnos sobre el particular, a los americanos especialmente, y buscamos información en la copiosa experiencia escrita de los especialistas de este país en esta rama de la industria.

Ya hemos mencionado la gran dificultad que supone el análisis de un petróleo con los conocimientos y medios de que la Química dispone actualmente. Así nos lo asegura L. Gurwitsch —una de las más grandes autoridades en la especialidad— en su conocida obra (I). Désele a analizar un «crudo» a unos cuantos investigadores químicos del mayor renombre y se tendrán otros tantos análisis diferen-

tes, tanto más diferentes cuanto más eminentes sean los analistas. Por ello, si hacemos un examen en orden cronológico de las ideas que sobre la composición de los «crudos» se ha venido teniendo, veremos cómo varían estas ideas mientras el producto permanece el mismo.

Al observarse la gran variedad en composición de los petróleos naturales, que más bien parece no haber ninguno igual a otro, se sintió la necesidad de una clasificación. Se adelantó el empirismo a la ciencia, y se ha mantenido bastante tiempo y ha tenido valor especulativo la clasificación en «crudos asfálticos», «parafínicos» y «mixtos». Y esta clasificación sigue actualmente, ya que el cambio de denominación del grupo «asfáltico» por «nafténico» más que cambio en la clasificación (que fué un acierto) parece hablarnos de un mejor conocimiento de los elementos agrupados en cada clase. De todos modos se acepta, pero con las reservas que expondremos más adelante.

Para ello hubo que establecer el concepto y término de «base de un crudo», expresión que hizo fortuna aunque sea algo inadecuada, ya que el concepto de «base» se aplica aquí bastante distintamente que se aplica en otras ramas de la Química, por ejemplo en Farmacia, y, así, se denominaron «crudos de base parafínica», «crudos de base asfáltica». Los «crudos» eran asfálticos o parafínicos, o intermedios. Se observó que muchos «crudos» cuando se enfrían lentamente depositan una especie de cera (parafina). Este hecho ha sido la causa de que se les aplique el término de «base parafínica» al referirse a estos aceites. Casi todo el petróleo descubierto primeramente en EE. UU. era de esta naturaleza. Entretanto, la industria del petróleo fué extendiéndose a California y a lo largo de la costa del Golfo donde se encontró petróleo que no contenía parafina, sino aparentemente un material as-

fáltico. De acuerdo con esto fueron denominados estos petróleos como «de base asfáltica». Después llegó a verse que el uso de este término, sin embargo, parecía poco apropiado, ya que las mejores clases de petróleo de este tipo contenían poco o ningún asfalto. Y al no tener ningún contenido real dicha expresión, es sustituida poco a poco por la de «base nafténica», aunque no sea exactamente igual su alcance ni contenido.

No hace muchos años apenas si se concedía importancia a la presencia de hidrocarburos nafténicos en los petróleos rusos, admitiéndolo más bien como una rareza, e incluso quitando importancia a la cuantía de su porcentaje, a pesar de ser los productos obtenidos de aquellos petróleos de la más excelente calidad. Al irse conociendo que los hidrocarburos nafténicos están presentes en los petróleos que antes se denominaban asfálticos, reclaman éstos, por derecho propio, la denominación del grupo, ocupando un lugar en la clasificación, y así se ha llegado al momento actual, en que han adquirido tal preponderancia que se cree que dominan en porcentaje a los hidrocarburos parafínicos, incluso en los mismos clásicos petróleos parafínicos de Pensylvania (2).

Actualmente se tiene a estas expresiones como poco precisas y hasta impropias, y sólo se aceptan previas ciertas aclaraciones y convenios para no ir abiertamente contra lo arraigado de su utilización.

* * *

Todos los petróleos son mezclas de hidrocarburos, pudiendo estar en ellos representados, que sepamos seguramente, los de las series nafténica, parafínica y aromática. La presencia de hidrocarburos de las otras series es muy dudosa, y si algunos se encuentran en derivados del petró-

leo, se cree que se hayan originado en el proceso industrial del refino (3). Tampoco se han encontrado hidrocarburos de la serie terpénica.

En recientes revisiones de estas ideas se admite hoy, en definitiva, que de las tres clases de hidrocarburos que con más seguridad entran en la composición de los petróleos, faltan con mucha frecuencia los hidrocarburos aromáticos, pueden faltar en algunos tipos los de la serie parafínica, y se cree que siempre están presentes los hidrocarburos nafténicos (4), lo que supone un cambio radical respecto a cómo se veía antes este asunto. Hasta el extremo de que muchos hidrocarburos que se toman por no saturados, parece que más bien que de la serie olefínica sean nafténicos con cadenas parafínicas (5). Lejos, pues, de conservar el concepto clásico acerca de la composición de los petróleos, se ve que los hidrocarburos nafténicos adquieren total preponderancia sobre los demás, incluso sobre los parafínicos, aun en los «crudos» de esta «base».

Al decir, pues, que un «crudo» es de «base parafínica» debe entenderse solamente que el tanto por ciento de hidrocarburos parafínicos que contiene es superior al que contienen los demás petróleos, pero no indica siquiera que su porcentaje supere al de hidrocarburos nafténicos que los acompañan. La correspondiente acepción debe darse al término de «base nafténica»; siendo los «crudos» de «base intermedia» los que la relación de porcentajes de dichos productos no les permiten inclinarse decididamente por uno u otro grupo.

* * *

De lo expuesto deducimos que si los americanos estuvieran esperando a conocer el petróleo en su exacta com-

posición para utilizarlo, no rodaría ni un solo coche por sus carreteras ni estaría en explotación uno solo de sus pozos. Empujados por el flujo continuo de sus campos petrolíferos tuvieron que utilizarlo sin conocerlo. El conocimiento viene después de la acción. En realidad en pocas cosas puede asegurarse que ocurra lo contrario. Quizá las generaciones venideras clamen contra nosotros por esta inadecuada utilización de tan extraordinaria riqueza; pero es verdad que no ha estado en nuestras manos el evitarlo.

Acuciados por la necesidad y el empuje y exigencias del progreso material, los americanos salvan esta dificultad orillándola. La solución auténtica, la científica, comprenden que tendrá su ocasión, y es inútil forzarla. Aunque no estamos seguros de que esto pueda seguir afirmándose muchos años —de tal manera se van también dejando ganar los valores espirituales por el dinero!—, todavía las grandes concepciones sólo se entregan al Tiempo o al Genio (que vive fuera del tiempo). No basta con dinero para llegar a la solución: hacen falta muchos años de trabajo e investigaciones. Sin embargo, con dinero tienen tanto adelantado que aumentan en mucho sus probabilidades de ser ellos los felices que den con ella. Entretanto buscan la solución empírica, muy costosa, pero que sus medios les permite abordar. Resuelven el problema de una manera práctica, que también hace honor. Cientos y cientos de análisis imperfectos son, sin embargo, una buena base para hacer observaciones y para sacar consecuencias. Examinan (adrede no decimos analizan) cientos de «crudos», y llegan a resultados empíricos como el que expondremos a continuación, que les permiten seguir adelante y que para la práctica actual es suficiente.

En 800 análisis de «crudos» procedentes de los principales y más variados campos productores de todo el

mundo, encuentran que el 85 % de ellos quedan perfectamente clasificados y definidos en los tres grupos admitidos de «base parafínica», «nafténica» e «intermedia». Entonces ven que esta clasificación que nació espontánea es necesario *justificarla* y adaptarla a la realidad de los últimos conocimientos en la materia. Se idean para ello diversos métodos, pero el más aceptado, y puede decirse el único que hoy día se tiene en cuenta, es el de los señores E. C. Lane y E. L. Garton, del Bureau of Mines de los EE. UU. (6). Es imprescindible el conocimiento de este trabajo fundamental para la comprensión de nuestra labor, ya que en él está fundada. Por ello, nos vemos en la precisión de divulgarlo mediante un resumen, que exponemos a continuación y que trataremos que sea tan breve y claro como deseáramos y es necesario.

II. Extracto del trabajo «Base de un Petróleo», de E. C. Lane y E. L. Garton

Durante los años del 1920 al 1935 el Bureau of Mines ha hecho y publicado varios cientos de análisis de petróleos tipo, y ha desarrollado un sistema de interpretación del análisis y de clasificación de los petróleos. Este sistema, tal como fué publicado en 1927, quedó limitado a cuatro clases, y en su forma original ya no se considera adecuado. Desde que se publicó por primera vez, el Bureau of Mines ha analizado un gran número de «crudos», incluyendo muestras representativas de los más importantes campos productores del mundo, y ha llegado a la conclusión de que el sistema de clasificación debía ser revisado y mejorado.

Esta revisión es la que se expone en este trabajo. Se han conservado (pero en una significación más cerrada) las tres clases: «parafínica», «intermedia» y «nafténica». E igualmente que la rosa de los vientos admite rumbos intercalados con denominaciones que expresan su proximidad a cada punta, así también se aceptan dos clases situadas entre las fundamentales que hemos citado, con denominaciones que indican si se acercan más o menos a cada una de ellas. En definitiva, queda hecha la clasificación de los «crudos» en siete grupos. Y si a estos grupos se le añaden otros dos que cierran el ciclo por los extremos, la clasificación quedaría de la forma que presenta el cuadro número 1, en el que se expresa el análisis de las fracciones ligeras y pesadas de cada «base». También representa gráficamente esta clasificación el esquema estrellado que hemos ideado y que es objeto del cuadro número 2.

Este trabajo lleva también siete cuadros-tipo, correspondientes a cada una de las clases, de la A a la G (*).

En estos cuadros, además de las características fundamentales del petróleo en estudio, se presenta su destilación fraccionada según el método «standard» de Hempel (7) a la presión atmosférica y a la presión reducida de 40 milímetros, recogiendo las fracciones de 25 en 25° C., señalando los porcentajes recogidos y determinando las características de densidad, viscosidad y enturbiamiento, que son las fundamentales para el fin que se persigue.

(*) No copiamos estos cuadros por no hacer excesivamente extenso este extracto. Uno de ellos, el correspondiente a la clase D, puede verse más adelante con el número 6. Y, naturalmente, hemos tomado estos cuadros como modelo, plantilla y término de comparación para los análisis de nuestro «crudo».

CUADRO NUMERO 1

CLASES	ANÁLISIS
A. Base parafínica	Destilados totalmente parafínicos.
B. -- parafínico-intermedia	Fracciones ligeras parafínicas. -- pesadas intermedias.
C. -- intermedio-parafínica	ligeras intermedias. -- pesadas parafínicas.
D. -- intermedia	Destilados totalmente intermedios
E. -- intermedio-nafténica	Fracciones ligeras intermedias. -- pesadas nafténicas.
F. -- nafténico-intermedia	ligeras nafténicas. -- pesadas intermedias.
G. -- nafténica	Destilados totalmente nafténicos.
H. -- parafino-nafténica	Fracciones ligeras parafínicas. -- pesadas nafténicas.
I. -- nafteno-parafínica	-- ligeras nafténicas. -- pesadas parafínicas.

Como hemos dicho, los Organismos oficiales de investigación norteamericanos han examinado más de 800 petróleos de todas partes del mundo (8), encontrando que el 85 % de ellos quedan perfectamente definidos en las tres clases fundamentales.

Para facilitar la comprensión y la dificultosísima comparación y estudio de tantos análisis, destacan elegantemente los autores americanos, en un cuadro que en este trabajo traducimos con el número 3, las clases A, D y G, que corresponden, respectivamente, a las «bases» PARAFÍNICA

INTERMEDIA y NAFTÉNICA, limitando sólo la comparación a las densidades, que es la base de la clasificación propuesta, ya que se observa que las fracciones de los «crudos» de base parafínica son más ligeras que las correspondientes de los de base intermedia, y éstas, a su vez, lo son más que los de base nafténica. Y estimando que esta diferencia es muy notable, la aprovechan para sobre ella, como decimos, basar la clasificación de los petróleos. No siendo necesario comparar todas y cada una de las densidades de las fracciones; consideran como fracción representativa y más segura la que destila entre 250 y 275° C. a presión atmosférica, y la que destila entre 275 y 300° C. a presión de 40 mm., llamándolas respectivamente «fracción clave número 1» y «fracción clave número 2» (*).

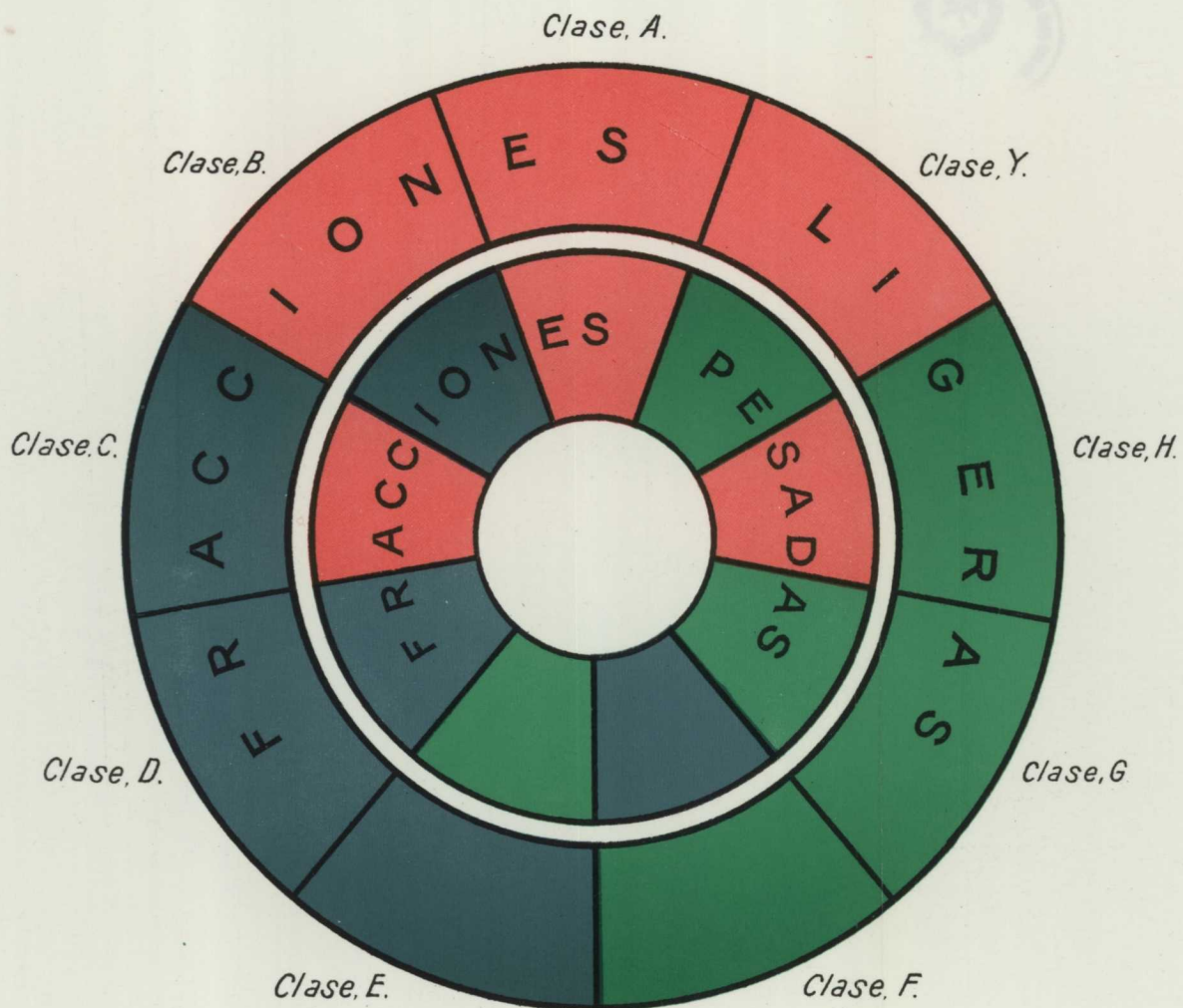
La «fracción clave núm. 1» es, pues, la última fracción que se obtiene cuando se destila un «crudo» a presión atmosférica según el método de Hempel. Análogamente la «fracción clave núm. 2» es la última obtenida en la destilación a vacío por este mismo método. Estas fracciones han sido seleccionadas, porque a muchos «crudos» les faltan las partes más ligeras (como es el caso nuestro de Zamanzas), mientras que estas dos fracciones casi siempre se encuentran presentes.

El método, en la práctica, es como sigue (véanse los cuadros de análisis):

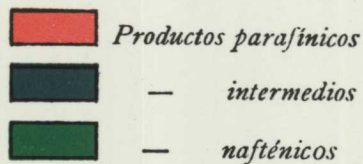
- 1.º Realizar la destilación Hempel del «crudo» a presión normal y reducida de 40 milímetros.
- 2.º Anotar la densidad de la «fracción clave núm. 1» que

(*) Además de la idea fundamental encontrada, los autores americanos crean estos originales y acertados conceptos de «fracción clave número 1 y número 2».

REPRESENTACION GRÁFICA DE LA CLASIFICACION ESTABLECIDA EN EL CUADRO NUM. 1



El círculo exterior comprende las fracciones ligeras
 — interior — — pesadas



representa a las fracciones más ligeras del petróleo en estudio.

3.º Anotar la densidad de la «fracción clave núm. 2», que representa a las fracciones más pesadas.

CUADRO NUMERO 3

Densidades () de las diversas fracciones, según Hempel, de tres crudos-tipo: PARAFÍNICO, INTERMEDIO y NAFTÉNICO*

	°C.	MUESTRA A. BASE PARAFÍNICA	MUESTRA D. BASE INTERMEDIA	MUESTRA G. BASE NAFTÉNICA	°F.
Destilados a presión atmosférica	Hasta 50	0.6470	0.6429		Hasta 122
	50 - 75	0.6560	0.6690		122 - 167
	75 - 100	0.6919	0.7089		167 - 212
	100 - 125	0.7242	0.7358		212 - 257
	125 - 150	0.7432	0.7571		257 - 302
	150 - 175	0.7579	0.7770	0.8031	302 - 347
	175 - 200	0.7699	0.7941	0.8348	347 - 392
	200 - 225	0.7800	0.8100	0.8550	392 - 437
	225 - 250	0.7909	0.8260	0.8718	437 - 482
250 - 275	0.8031	0.8398	0.8877	482 - 527	
Destilados a 40 mm. de presión	Hasta 200	0.8260	0.8591	0.9071	Hasta 392
	200 - 225	0.8319	0.8649	0.9153	392 - 437
	225 - 250	0.8388	0.8789	0.9279	437 - 482
	250 - 275	0.8448	0.8927	0.9421	482 - 527
	275 - 300	0.8529	0.9047	0.9561	527 - 572

Examinando las densidades de estas fracciones «clave» se ve que si la densidad de la «fracción clave núm. 1» es de 0.8251 (40º A. P. I.) o menor, los destilados ligeros

(*) En el trabajo americano las densidades vienen expresadas en grados A. P. I. (American Petroleum Institut), que es en esta industria, allí, lo habitual. No estando los lectores españoles acostumbrados a ver las densidades A. P. I. nos hemos permitido poner en su lugar los pesos específicos equivalentes.

del «crudo» son de carácter parafínico; si es de 0.8602 (33°0 A. P. I.), o mayor, son de carácter nafténico, y si están comprendidas entre ambas se clasifican como de «base intermedia». Igual consideración se hace con la «fracción clave núm. 2», siendo los límites de densidad que la clasificarán como parafínica, intermedia o nafténica, el ser menos densa de 0.8762 (30°0 A. P. I.), entre 0.8762 y 0.9340 (20°0 A. P. I.) o más densa que esta última.

Con estos datos el «crudo» queda clasificado en uno de los grupos del cuadro número 1.

Es natural que en dos de estas clases (la intermedio-parafínica y la nafteno-intermedia), la variación de densidad en el total de la escala de destilación es notablemente pequeña. En otras dos clases (la parafino-intermedia y la intermedio-nafténica) los cambios de densidad en el total de la escala de destilación son bastante grandes. En la clase parafino-nafténica el cambio de densidad será extraordinariamente grande y en la clase nafteno-parafínica extraordinariamente pequeño. En la práctica, sin embargo, las siete primeras clases de la clasificación indicada son suficientes.

Se ocupan también los Sres. Lane y Garton de la presencia o ausencia de la parafina en un petróleo; indicando que aunque la parafina en un aceite se mire probablemente para su designación como de «base parafínica», no es evidente que la presencia de esta parafina sea un componente necesario de ningún tipo de «crudo». En general, los petróleos cuyas fracciones pesadas son parafínicas o intermedias en peso específico se les encontrará parafina. Sin embargo, ocasionalmente se han analizado muestras —al menos muestras de «crudos» intermedios—, las cuales aparentemente no contienen parafina. Algunas muestras de «crudos» intermedios-nafténicos, nafteno-intermedios y

nafténicos, están libres de parafina, mientras otros la contienen. En la clase intermedia no es corriente que haya «crudos» sin parafina. En las clases nafténica y nafteno-intermedia predominan los «crudos» sin parafina, y en la clase intermedio-nafténica se encuentran corrientemente ambos tipos. Para determinar la presencia o ausencia de parafina obsérvense los puntos de enturbiamiento de la «fracción clave núm. 2», que destila entre 275 y 300° C. (527 y 572° F.) a 40 mm. de presión. Si éste es inferior a 5° F. indica que no contiene parafina, pero si es por encima de 5° F., el «crudo» contiene parafina (*).

Terminan los autores declarando que aunque la clasificación es artificiosa y basada en una feliz idea, entienden que es útil como base para comparar los diferentes petróleos y que se utilizará por bastante tiempo.

III. Estudio y clasificación del petróleo de Zamanzas

Procedemos a aplicar a la muestra de «crudo» del sondeo número 2, de Villanueva de Rampalay, el método y criterio de clasificación expuestos, a fin de orientarnos sobre el tipo de petróleo que es, tratamiento industrial más adecuado a que deba someterse e idea sobre los productos que podemos esperar de él, con porcentajes y calidades.

Después de vencer las grandes dificultades de deshi-

(*) De acuerdo con el cambio de ideas que sobre la constitución de los petróleos hemos mencionado anteriormente.

dratar el «crudo», ya que el agua emulsionada que le acompaña impide la realización de la destilación según Hempel, este método nos ofrece los datos y características que presentamos en el cuadro número 4. El estudio detenido de este cuadro nos dice.

- 1.º Que se trata de un «crudo» altamente viscoso, prácticamente inmanejable.
- 2.º Su porcentaje de azufre no es exagerado.
- 3.º Que no contiene parafina, como puede deducirse tanto del punto de solidificación del «crudo» tal cual, como de los puntos de enturbiamiento de sus fracciones destiladas (si nos conformamos con esta apariencia).
- 4.º Que está descabezado, esto es: que le faltan las fracciones ligeras y gran parte de las intermedias (gasolina, petróleo, gas-oil) que poseen los «crudos» considerados como normales, pues aunque da la primera gota a 150° C. no destila cantidad apreciable hasta 250° C.
- 5.º Que ofrece un residuo del 65 % que es absolutamente inaceptable.
- 6.º Que es de BASE INTERMEDIA: la «fracción clave núm. 1» presenta una densidad que le clasifica como intermedia, aunque muy próximo a la nafténica; la «fracción clave núm. 2» clasifica los destilados pesados también como intermedios.

A esto hay que añadir que al intentar el refinado corriente de los aceites obtenidos no se dejaron tratar, pues al adicionarles el ácido sulfúrico los alquitranes formados son solubles en el resto del aceite, comunicándole un feo y negro aspecto.

CUADRO NUMERO 4. ANÁLISIS DE PETRÓLEOS CRUDOS. - Muestra: «crudo» natural (base intermedia, sin liberar parafina). Zamanzas (Burgos), Sondeo número 2.

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Densidad, a 15° C.	0.940	Densidad A. P. I.	19
Azufre	0.78 %	Fluidez crítica	Inf. 5° F.
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	1.945	Color.	Negro reflejo verde.

DESTILACION SEGUN EL METODO DE HEMPEL, BUREAU OF MINES

Destilación seca. Presión barométrica, 700 mm. 1.º gota, 150° C.

°C. TEMPERATURA	% DE LAS FRACCIONES	SUMAS DE PORCENTAJES	DENSIDAD DE LAS FRACCIONES	°A. P. I. DE LAS FRACCIONES	VISCOSIDAD A 100° F.	°F. ENTURBIAMIENTO	°F. TEMPERATURA
Hasta 50	—	—	—	—	—	—	Hasta 122
50 - 75	—	—	—	—	—	—	122 - 167
75 - 100	—	—	—	—	—	—	167 - 212
100 - 125	—	—	—	—	—	—	212 - 257
125 - 150	—	—	—	—	—	—	257 - 302
150 - 175	—	—	—	—	—	—	302 - 347
175 - 200	—	—	—	—	—	—	347 - 392
200 - 225	—	—	—	—	—	—	392 - 437
225 - 250	0.75	—	0.804	4.52	—	—	437 - 482
250 - 275 (*)	3.0	3.75	0.859	3.52	—	—	(*) 482 - 527

DESTILACION A PRESION REDUCIDA DE 40 MILIMETROS

Hasta 200	2.55	—	0.845	52.1	60	Inf. 5	Hasta 392
200 - 225	4.66	7.0	0.876	50.0	76	id.	392 - 437
225 - 250	6.75	13.75	0.899	27.7	98	id.	437 - 482
250 - 275	8.10	21.85	0.908	20.1	112	id.	482 - 527
275 - 300 (**)	8.60	30.45	0.909	24.3	215	5	(**) 527 - 572

Cok del residuo, 8.8 %

Cok del «crudo», 5.29 %

RESUMEN APROXIMADO DE RENDIMIENTOS

PRODUCTOS	%	DENSIDAD	°A. P. I.	VISCOSIDAD SAYBOLT A 100° F.
Gasolina y nafta	—	—	—	—
Keroseno	3.75	0.850	35.0	—
Gas-oil	—	—	—	—
Lubricante poco viscoso	13.75	0.865-889	32.1-27.7	50 - 100
Lubricante de viscosidad media	16.70	0.889-908	27.7-24.3	100 - 200
Lubricante viscoso	—	—	—	Superior a 200
Residuo	65.0	0.964	15.3	—
Pérdidas	0.8	—	—	—

(*) Fracción clave número 1.

(**) Fracción clave número 2.

El resumen es, pues, francamente desconsolador: un «crudo» inmanejable; perteneciente al grupo intermedio, en el que se encuentran los petróleos más variados, los menos definidos y de más fácil estudio, desde los de rendimientos óptimos hasta aquellos que sólo sirven para obtener aceites negros; no contiene carburantes y, en cambio, presenta un residuo, de muy baja aplicación, imposible de refinar.

* * *

Las dificultades en la refinación de los aceites encontrados, así como el deseo de que nuestro petróleo de Zamanzas no fuera declarado inútil, nos llevó a ensayar con él un proceso que es clásico en esta industria, y es el de calentarle a fuego directo, destilándole totalmente hasta cok, a presión normal, esto es: realizando en él una descomposición pirogenada.

Obtuvimos un destilado con un rendimiento del 85 al 90 % del «crudo» original, que procedimos a estudiar por el método Hempel y con el criterio del sistema de Lane y Garton para su clasificación. Los datos obtenidos figuran en el cuadro número 5, y su estudio nos dice que este nuevo petróleo, al que distinguiremos con la denominación de «secundario», es de las siguientes características y posibilidades:

- 1.º Se hace fácilmente manejable al reducirse su viscosidad a términos corrientes.
- 2.º Mejora el contenido de azufre.
- 3.º Aparece la parafina, como puede observarse por la elevación del punto de enturbiamiento de los des-

tilados pesados (queda desenmascarada la parafina) (*).

- 4.º Los productos y rendimientos varían totalmente respecto al «crudo» original. En las fracciones ligeras aparecen porcentajes de consideración ya desde 100º C., a presión normal, lo que representa cerca de un 20 % de destilados incoloros ligeros (gasolina y keroseno). Los rendimientos en aceite se elevan considerablemente, como puede verse en la casilla correspondiente al Resumen aproximado.
- 5.º El residuo es sólo del 24 por ciento.
- 6.º Es de base intermedia, tanto por las fracciones ligeras como por las pesadas, quedando todas de alguna mayor densidad que sus correspondientes del «crudo» original, con lo que se acercan más al tipo nafténico.

Finalmente, los aceites obtenidos, sin presentar gran facilidad, se dejan tratar, sin embargo, más fácilmente que los sacados del «crudo» original.

Las ventajas sobre el «crudo» original son manifiestas: aparición de carburantes, mayor rendimiento en lubri-

(*) Todavía está actualmente en discusión si esta parafina se encuentra ya en el «crudo» primitivo enmascarada por redes nafténicas que le impiden hacer acto de presencia sin poder pasar del estado amorfo al cristalino (Gurwitsch: obra citada, página 283), o bien si son generadas al realizarse el proceso de destilación a fuego directo. No estamos en condiciones de dilucidar este punto ni es imprescindible para nuestro estudio, limitándonos sólo a consignarlo. Lo que es indudable es que esta transformación favorece las posibilidades de que los aceites se dejen tratar, obteniéndose productos de calidad comercial. Pero apuntamos la idea, ya señalada en el texto, de que las parafinas provengan del desdoblamiento de hidrocarburos ramificados.

CUADRO NUMERO 5. ANÁLISIS DE PETRÓLEOS CRUDOS. - Muestra: «crudo» secundario (base intermedia conteniendo parafina). Zamanzas (Burgos). Sondeo número 2.

CARACTERISTICAS GENERALES

Densidad, a 15º C.	0.895	Densidad A. P. I.	26.6
Azufre	0.40 %	Fluidez crítica	Inf. 5º F.
Viscosidad, según Saybolt a 100º F.	78	Color.	Rojo pard.

DESTILACION SEGUN EL METODO DE HEMPEL, BUREAU OF MINES

Destilación seca.		Presión barométrica, 706 mm.				1.º gota, 90º	
°C. TEMPERATURA	% DE LAS FRACCIONES	SUMAS DE PORCENTAJES	DENSIDAD DE LAS FRACCIONES	°A. P. I. DE LAS FRACCIONES	VISCOSIDAD A 100º F.	°F. ENTURBIAMIENTO	°F. TEMPERATURA
Hasta 50	—	—	—	—	—	—	Hasta 122
50 - 75	—	—	—	—	—	—	122 - 167
75 - 100	—	—	—	—	—	—	167 - 212
100 - 125	1.85	—	—	—	—	—	212 - 257
125 - 150	1.50	3.35	0.757	55.0	—	—	257 - 302
150 - 175	2.00	5.35	.778	50.0	—	—	302 - 347
175 - 200	2.35	7.70	.796	46.0	—	—	347 - 392
200 - 225	2.65	10.35	.817	42.0	—	—	392 - 437
225 - 250	3.25	13.60	.835	38.0	—	—	437 - 482
250 - 275 (*)	5.15	18.75	.852	34.5	—	—	(*) 482 - 527

DESTILACION A PRESION REDUCIDA DE 40 MILIMETROS

Hasta 200	6.5	6.5	.868	31.5	60	Inf. 5	Hasta 392
200 - 225	12.0	18.5	.878	29.5	60	id.	392 - 437
225 - 250	12.0	30.5	.892	27.0	98	10	437 - 482
250 - 275	12.5	43.0	.901	25.5	119	25	482 - 527
275 - 300(**)	13.0	56.0	.911	23.8	199	37.4	(**) 527 - 572

Cok del residuo, 1.09 %

Cok del «crudo», 0.13

RESUMEN APROXIMADO DE RENDIMIENTOS

PRODUCTOS	%	DENSIDAD	°A. P. I.	VISCOSIDAD SAYBOLT A 100º F.
Gasolina y nafta	7.70	.780	49.9	
Keroseno	11.05	.835	38.0	
Gas-oil	—	—	—	
Lubricante poco viscoso	30.5	.868-.892	31.5-27.0	50 - 100
Lubricante de viscosidad media	25.5	.892-.911	27.0-23.8	100 - 200
Lubricante viscoso	—	—	—	Superior a 200
Residuo	24.0	.940	19.0	
Pérdidas	1.8	—	—	

(*) Fracción clave número 1.

(**) Fracción clave número 2.

cantes y mejora de su clase, aparición de la parafina; sin ventajas de mayor cuantía y todas obtenidas, sin embargo, sin que apenas varíe la naturaleza del producto original y sólo al coste de una pérdida de un 15 %. Quedan prácticamente iguales las características de densidad y viscosidad de las fracciones pesadas; se ha hecho tratable y presenta una promesa de rendimientos que le hacen digno de especial atención.

Hemos de advertir que todos estos datos que presentamos representan el promedio de más de una docena de destilaciones, realizadas en diversas circunstancias para asegurarnos de los rendimientos más interesantes y del modo más adecuado de llevar la operación.

A los fines de una exacta clasificación de este petróleo secundario, enfrentamos el análisis del mismo que presenta el cuadro número 5 con el análisis de un petróleo tipo procedente de Oklahoma, de base intermedia, muestra *D*, cuadro número 6, de los presentados en el trabajo de Lane y Garton, facilitando así la comparación de las diversas características.

Las densidades de las fracciones se ajustan perfectamente a las que corresponden a la clase denominada intermedia. Las viscosidades de los destilados a presión reducida, son ligeramente mejores que las correspondientes del petróleo de Oklahoma que nos sirve de punto de comparación. Y, finalmente, los porcentajes, si bien en gasolina y keroseno no pueden ser iguales que en el «crudo» de comparación, por ser el nuestro descabezado, como hemos dicho, obsérvese, en cambio, la ventaja que se obtiene en los rendimientos de lubricantes poco viscosos y de viscosidad media (cuyas densidades coinciden exactamente) y, en último término, hemos de llamar la atención de que en nuestro «secundario» llegamos a un residuo del mismo

orden que presenta el petróleo tipo *D*, con quien le comparamos.

* * *

Realizado este estudio de orientación en laboratorio, el primer paso ha de ser obtener cantidad suficiente de «secundario» para un estudio más próximo a la realidad industrial de rendimientos y características de productos. Para ello nos trasladamos al Laboratorio de Cornellá, donde utilizamos un aparato de cobre de cinco litros de capacidad, con instalación de vacío, que es una exacta reproducción de los aparatos grandes que poseemos en la industria. (Refinería de Cornellá.)

En sucesivas operaciones de descomposición pirogenada a fuego directo obtuvimos cantidad de «secundario» suficiente para su estudio, y los datos encontrados figuran en el cuadro número 7. Si comparamos estos datos con los obtenidos en el pequeño aparato de vidrio (cuadro núm. 5), observaremos las siguientes diferencias dignas de mención:

- En tanto que en el aparato de vidrio la primera gota de destilación es de 90° C., en el aparato grande se obtiene a 31° C.
- Los rendimientos en gasolina y nafta, que en el primero son de 7,7 %, pasan al 13 % en el aparato metálico de 5 litros, bajando, en cambio, el rendimiento en keroseno de un 11 % que se obtenía en el aparato de vidrio a un 7,5 % en el aparato metálico.
- En este aparato hace también su aparición el gas-oil, nada menos que con un 18 %.
- En cuanto a los lubricantes encontramos una dismi-

CUADRO NUMERO 7. ANÁLISIS DE PETRÓLEOS CRUDOS. Muestra: «Crudo secundario» (base intermedia, conteniendo parafina). Obtenido del de Zamanzas. Sondeo n.º 2, en el aparato semi-industrial, Cornellá

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Densidad, a 15° C.	0,875	Densidad A. P. I.	30,6°
Azufre	0,52 %	Fluidez crítica	Inf. 5° F.
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	40,5	Color	Rojo pardo, reflejo verde.

DESTILACION SEGUN EL METODO DE HEMPEL, BUREAU OF MINES

Destilación seca.		Presión barométrica, 762 mm.					1.ª gota, 31° C.	
°C. TEMPERATURA	% DE LAS FRACCIONES	SUMAS DE PORCENTAJES	DENSIDAD DE LAS FRACCIONES	"A. P. I. DE LAS FRACCIONES	VISCOSIDAD A 100° F.	°F. ENTURBIAMIENTO	°F. TEMPERATURA	
Hasta 50	0,66						Hasta 122	
50 - 75	0,85	1,49	0,687	74,5			122 - 167	
75 - 100	1,35	2,82					167 - 212	
100 - 125	2,35	5,15	7,55	61,0			212 - 257	
125 - 150	2,66	7,81	7,56	55,7			257 - 302	
150 - 175	2,66	10,47	7,70	50,8			302 - 347	
175 - 200	2,66	13,13	7,5	46,5			347 - 392	
200 - 225	3,35	16,46	8,14	42,5			392 - 437	
225 - 250	4,16	20,62	8,54	38,2			437 - 482	
250 - 275 (*)	6,66	27,28	3,19	55,2			(*) 482 - 527	

DESTILACION A PRESION REDUCIDA DE 40 MILIMETROS

Hasta 200	11,66	11,66	3,76	30,0	41	inf. 3	Hasta 392
200 - 225	15,34	27,0	3,85	28,7	51	id.	392 - 437
225 - 250	15,0	42,0	3,99	25,0	82	12	437 - 482
250 - 275	15,0	55,0	3,07	24,4	132	30	482 - 527
275 - 300 (**)	11,35	66,35	3,17	22,8	231	43	(**) 527 - 572

Cok del residuo, 1,52 %

Cok del «crudo», 0,022 %

RESUMEN APROXIMADO DE RENDIMIENTOS

PRODUCTOS	%	DENSIDAD	"A. P. I.	VISCOSIDAD SAVBOLT A 100° F.
Gasolina y nafta	13,15	0,753	56,1	
Keroseno	7,49	825	40,4	
Gas-oil	18,32	867	31,7	
Lubricante poco viscoso	30,34	883-900	28,7-25,7	
Lubricante de viscosidad media	13,0	900-911	25,7-23,8	50 - 100
Lubricante viscoso	11,35	911-917	23,8-22,8	100 - 200
Residuo	6,35	934	20,0	Superior a 200
Pérdidas	0,06			

(*) Fracción clave número 1.

(**) Fracción clave número 2.

nución, en la mitad aproximadamente, en el tanto por ciento de lubricantes de viscosidad media en favor de la obtención de lubricantes viscosos, que de no hallarlos en el aparato de vidrio, pasamos a encontrarlos en la proporción de un 11 % en el aparato de cobre. El residuo, igualmente, experimenta un gran cambio favorable, pues del 24 % baja al 6 % en el aparato de 5 litros.

e) Las pérdidas también se hacen despreciables.

Resumimos a continuación las diferencias anteriores:

PRODUCTOS	RENDIMIENTOS	
	APARATO DE VIDRIO HEMPEL	APARATO DE COBRE DE 5 LITROS
1.ª gota de destilación	90° C.	31° C
Gasolina y nafta	7,7 %	13,0 %
Keroseno	11,0 %	7,5 %
Gas-oil	—	18,0 %
Lubricantes viscosos	—	11,0 %
Residuo	24,0 %	0,6 %

Concretando: obtenido el «secundario» en el aparato metálico de 5 litros, nos hace ver que de este «crudo» de Zanzas podemos esperar más productos ligeros y gas-oil y menos keroseno que el que suponíamos por el estudio con el matraz de vidrio del aparato Hempel. Más lubricantes pesados y menos pérdidas.

En cuanto a su clasificación por establecimiento de la «base» a que pertenece, subsiste la misma. Sigue siendo un «crudo» intermedio conteniendo parafina.

* * *

Este «crudo» secundario le hemos sometido a una destilación en el aparato de 5 litros, ya citado, para el estudio definitivo de rendimientos, que exponemos en el cuadro número 8, así como las características de los productos obtenidos y su asimilación a los tipos CAMPSA.

IV. Estudio del «crudo secundario» obtenido industrialmente

Dados los pasos preliminares, imprescindibles, que anteceden, de estudio y orientación de laboratorio, era necesario llegar a la realidad de una operación industrial en aparatos grandes de nuestra refinería de Cornellá, pues sabidas son las diferencias, casi siempre favorables, que en rendimientos y calidades ofrece la industria sobre los ensayos de laboratorio.

Para ello no disponíamos de más «crudo» que el que se extrae de las arenas, ya que del petróleo surgente del sondeo número 2 sólo se llegó a reunir un par de bidones. Pero teniéndose en cuenta que desde un principio pudimos establecer por los análisis de orientación que el «crudo» de impregnación de las arenas y el del sondeo son una misma cosa, con las pequeñas diferencias propias de su distinta situación, hemos podido realizar la operación industrial con unas ocho toneladas de «crudo», extraído de las arenas, a sabiendas de que el rendimiento en «crudo secundario» quedará reducido en un 10 % y proporcionalmente reducidas sus diversas fracciones.

Se procedió a la carga de los aparatos números 18 y 19 de la refinería de Cornellá (CAMPSA). El resultado de

CUADRO NUM. 8. DESTILACIÓN EN LABORATORIO.—Rendimientos y productos asimilados a los tipos CAMPSA.

CARACTERÍSTICAS ANTES DE TRATAMIENTO											
	%	D ₁₅	VISCOSIDAD 100° F.	SAYBOLT 210° F.	ÍNDICE DE VISCOSIDAD	INFLAMACIÓN °C.	COLOR	ÍNDICE DE ÁCIDO	PUNTO DE ENTURRIAMIENTO °C.	FLUIDEZ CRÍTICA °C.	Cok
Gasolina	12.3	753									
Keroseno	7.5	823									
Gas-oil	9.8	858									
LUBRICANTES:											
Tipo «K - 1»	16.0	871	44			116		0.1	inf. 15	inf. 15	Inferior a 0.05 %
— «K - 2»	12.6	881	54			141		0.12	id.	id.	
— «Pale 100»	11.6	897	74			155		0.14	- 8	id.	
— «C - 2»	15.7	912	142			179		0.15	+ 5	- 1	
— «C - 4»	8.6	922	278	47-1 2	49	199		0.26	+ 10	+ 10	
Residuo (Tipo D. 19)	3.9					Viscosidad Engler a 50° C. = 17.15					

la operación lo acusa el parte de fabricación de 28 de abril de 1944, que copiamos a continuación:

Resultados obtenidos por «cracking» completo del «crudo» de Zamanzas

PRODUCTOS OBTENIDOS	APARATO 18	APARATO 19
	CARGA 3.474 Kg.	CARGA 3.473 Kg.
Destilados («crudo secundario»).....	2.792 Kg. 80,37 %	2.689 Kg. 77,5 %
Cok.	468 Kg. 13,47 %	526 Kg. 15,14 %
Mermas.....	214 Kg. 6,16 %	258 Kg. 7,44 %
Duración de la operación	77 horas	90 horas

Las diferencias obtenidas en los aparatos 18 y 19 son debidas a que en el 18 se ha llevado la destilación a un ritmo más vivo, siendo, por tanto, menor el tiempo que los productos han estado sometidos a la acción del calor, lo que influye en los rendimientos. Seguramente en el aparato 18 se han alcanzado temperaturas propias para la producción de hidrocarburos de la serie aromática, mientras que en el 19 las temperaturas, algo más bajas, habrán favorecido la producción de olefinas, lo que viene comprobado por las densidades de los productos encontrados.

Como dijimos, el «crudo» de las arenas da un 10 % aproximadamente menos de rendimiento en «crudo secundario» que el petróleo procedente del sondeo.

* * *

Si procedemos al análisis y clasificación del «crudo secundario industrial», según el método de E. C. Lane y E. L. Garton, que es el que nos viene sirviendo de norma,

encontraremos los datos que consignamos en el cuadro número 9, que podemos comparar con los del cuadro número 7, que contiene el análisis del «secundario» obtenido en el aparato metálico de laboratorio. De esta manera pueden observarse fácilmente las diferencias y se puede ver cómo por sucesivas aproximaciones nos vamos acercando cada vez más a la verdad industrial, que es, en definitiva, lo que interesa.

El estudio comparativo de estos dos cuadros nos permite observar:

- 1.º Que el «secundario industrial» es algo más ligero y un poco menos viscoso que el obtenido en el laboratorio.
- 2.º El comienzo de la destilación viene a ser aproximadamente el mismo, algo antes en fábrica (28º C.).
- 3.º Se obtiene un mayor rendimiento en gasolina y nafta, que llega hasta el 16 % frente al 13 % encontrado en el laboratorio (como era de esperar, por ser el período de calefacción de la masa total más prolongado).
- 4.º Igual ocurre al keroseno.
- 5.º Otro tanto al gas-oil, del que se llega a obtener un 23,63 %.
- 6.º El residuo es aproximadamente el mismo.

Todos estos aumentos en el porcentaje son, naturalmente, a costa de disminuir los aceites, especialmente los poco y medio viscosos.

Podemos asegurar que estas características y rendimientos no variarán mucho de las que tendremos en la industria, si algún día llega a tratarse este «crudo» en cantidad, y solamente podrán forzarse en un sentido o en otro

CUADRO NUMERO 9. ANÁLISIS DE PETRÓLEOS CRUDOS. Muestra: Crudo secundario (base intermedio-nafténica, conteniendo parafina). Obtenida en los aparatos 18 y 19 de Cornellá del crudo de impregnación de arenas de Zamanzas (Burgos)

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Densidad, a 15º C.	0.871	Densidad A. P. I.	31º
Azufre	0.5 %	Fluidez crítica	Inf. 5º F.
Viscosidad, según Saybolt a 100º F.	40.5	Color	Rojo pardo, con fluorescencia verde.

DESTILACION SEGUN EL METODO DE HEMPEL. BUREAU OF MINES

Destilación seca. Presión barométrica, 763 mm. 1.º gota, 28º C.

°C. TEMPERATURA	% DE LAS FRACCIONES	SUMAS DE PORCENTAJES	DENSIDAD DE LAS FRACCIONES	"A. P. I. DE LAS FRACCIONES	VISCOSIDAD A 100º F.	"F. ENTURBIAMIENTO	°F. TEMPERATURA
Hasta 50	0.66						Hasta 122
50 - 75	0.66	1.32	0.680	76.6			122 - 167
75 - 100	1.66	2.98					167 - 212
100 - 125	3.0	5.98	.734	61.3			212 - 257
125 - 150	3.0	8.98	.757	55.4			257 - 302
150 - 175	4.0	12.98	.777	50.6			302 - 347
175 - 200	3.0	15.98	.798	45.8			347 - 392
200 - 225	4.34	20.32	.816	41.9			392 - 437
225 - 250	5.0	25.32	.957	37.6			437 - 482
250 - 275 (*)	8.33	33.65	.855	31.0			(*) 482 - 527

DESTILACION A PRESION REDUCIDA DE 40 MILIMETROS

Hasta 200	15.33	15.33	.878	29.7	43	inf. 3	Hasta 392
200 - 225	16.67	32.0	.885	28.4	54	id.	392 - 437
225 - 250	11.67	43.67	.914	23.3	86	14	437 - 482
250 - 275	8.33	52.0	.925	21.5	158	32	482 - 527
275 - 300(**)	8.33	60.33	.913	18.6	323	46	(**) 527 - 572

Cok del residuo, 3.12 %

Cok del «crudo», 0.02 %

RESUMEN APROXIMADO DE RENDIMIENTOS

PRODUCTOS	%	DENSIDAD	° A. P. I.	VISCOSIDAD SAYBOLT A 100º F.
Gasolina y nafta	15.98	0.755	55.92	
Keroseno	9.34	.826	39.81	
Gas-oil	23.66	.868	31.52	
Lubricante poco viscoso	28.34	.885-.914	28.39-23.31	
Lubricante de viscosidad media	8.33	.914-.925	23.31-21.47	50 - 100
Lubricante viscoso	8.33	.925-.943	21.47-18.55	100 - 200
Residuo	5.67			Superior a 200
Pérdidas	0.35			

(*) Fracción clave número 1.

(**) Fracción clave número 2.

si es que interesa la obtención de unos productos en detrimento de otros; pero ya a base de forzarlo intencionadamente con el fin que se desee. Sin embargo, las mermas serán menores en aparatos perfeccionados de la industria moderna.

En cuanto a la clasificación de este «crudo secundario industrial» varía algo de la obtenida con el «crudo secundario» del laboratorio, pues mientras éste lo clasificamos como de «base intermedia», el «crudo secundario industrial» pasa a ser de «base intermedio-nafténica», como puede comprobarse por el estudio de las fracciones «clave» número 1 y número 2. Y si observamos que la fracción «clave» número 1 se acerca también mucho al límite de los nafténicos, se nos hace este «crudo secundario industrial» casi totalmente de BASE NAFTÉNICA, CON PRESENCIA DE PARAFINA

V. Características de los productos obtenidos

A continuación presentamos las características de los productos obtenidos en el laboratorio a partir del «crudo secundario» proporcionado por los aparatos 18 y 19 de la refinería de Cornellá. Estas características corresponden, por tanto, a productos sometidos sólo a un ligero refino. Para obtener productos de calidad comercial, será necesario un estudio de los tipos de refino más idóneos para cada producto y según las posibilidades de la refinería en que se traten. En los aceites las características han sido determinadas sin desparafinar, operación que necesariamente ha de hacerse para obtener productos de buena calidad.

GASOLINA

Densidad a 15° C.	0.740
Color, según Saybolt.	+ 18
«Doctor Test»	negativo
Azufre, según A. S. T. M. lámina de cobre	id.
Tensión de vapores, según Raid	5 lb.
N.º de octano, según C. F. R.	58
Calor al ácido, según C. F. R.	24° C.
Destilación, según A. S. T. M.:	
P. I.	47° C.
5 %	67° C.
10 %	77° C.
20 %	86° C.
30 %	95° C.
40 %	105° C.
50 %	115° C.
60 %	126° C.
70 %	136° C.
80 %	150° C.
90 %	164° C.
95 %	181° C.
P. F.	195° C.
Total destilado	98 cc.
Residuo	1 cc.
Pérdida	1 cc.
Temperatura ambiente	20° C.
Presión barométrica	760 mm.
Temperatura de refrigeración.	3° C.

Esta gasolina está un poco descabezada.

Tiene gran cantidad de olefinas y productos capaces de reaccionar con el ácido sulfúrico.

PETROLEO

Densidad a 15° C.	0.823
Color, según Saybolt	+ 22
«Doctor Test»	negativo
Azufre, según lámina de cobre	id.
Punto de inflamación, según Cleveland	67° C.
Destilación, según A. S. T. M.:	
P. I.	186° C.
5 %	—
10 %	200° C.
20 %	204° C.
30 %	208° C.
40 %	212° C.
50 %	216° C.
60 %	221° C.
70 %	227° C.
80 %	234° C.
90 %	247° C.
95 %	259° C.
P. F.	272° C.
Total destilado	98 cc.
Residuo	1 cc.
Pérdida	1 cc.
Temperatura ambiente	20° C.
Presión barométrica	760 mm.
Temperatura de refrigeración	3° C.

GAS-OIL

Densidad a 15° C.	0.858
Color, según N. P. A.	4
Viscosidad, según Engler a 20° C.	1.50
Punto de inflamación, según Cleveland	96° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	inferior -15° C.
Indice de ácido	0.09
Destilación, según A. S. T. M.:	
P. I.	221° C.
5 %	234° C.
10 %	242° C.
20 %	249° C.
30 %	255° C.
40 %	262° C.
50 %	269° C.
60 %	277° C.
70 %	286° C.
80 %	299° C.
90 %	320° C.
P. F.	342° C.
Total destilado	98 cc.
Residuo	1 cc.
Pérdida	1 cc.
Temperatura ambiente	20° C.
Presión barométrica	760 mm.
Temperatura de refrigeración	40° C.

ACEITE «K-1» LIGERO

Densidad a 15° C.	0.8695
Color, según N. P. A.	1,5-2
Fluorescencia	azul
Viscosidad, según Engler a 50° C.	1.30
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	43
Punto de inflamación, según Cleveland	121° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	-15° C.
Cok, según Conradson	0,03 %
Índice de ácido	0.04
Enturbiamiento	-15° C.

ACEITE «K-1»

Densidad a 15° C.	0.883
Color, según N. P. A.	1,5-2
Fluorescencia	azul
Viscosidad, según Engler a 50° C.	1.50
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	54
Punto de inflamación, según Cleveland	140° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	-15° C.
Cok, según Conradson	0,04 %
Índice de ácido	0.03
Enturbiamiento	-15° C.

ACEITE «K-2»

Densidad a 15° C.	0.895
Color, según N. P. A.	2
Fluorescencia	azul
Viscosidad, según Engler a 50° C.	1.76
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	74
Punto de inflamación, según Cleveland	154° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	-15° C.
Cok, según Conradson	0,06 %
Índice de ácido	0,03 %
Enturbiamiento	0° C.

ACEITE «C-2»

Densidad a 15° C.	0.910
Color, según N. P. A.	2,5-3
Fluorescencia	azul verdoso
Viscosidad, según Engler a 50° C.	2,65
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	144
Punto de inflamación, según Cleveland	180° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	+ 2° C.
Cok, según Conradson	0,1 %
Índice de ácido	0.04
Enturbiamiento	+ 12° C.

ACEITE «C-4»

Densidad a 15° C.	0.921
Color, según N. P. A.	3,5
Fluorescencia	verde azulado
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	282
Viscosidad, según Saybolt a 210° F.	48
Índice de viscosidad, según Refutas	47
Punto de inflamación, según Cleveland	199° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	+ 18° C.
Cok, según Conradson	0,14 %
Índice de ácido	0.04
Enturbiamiento	+ 18° C.
Viscosidad Engler a 50° C.	4.20

ACEITE «D-12»

Densidad a 15° C.	0.938
Color, según N. P. A.	8
Fluorescencia	verde
Viscosidad, según Saybolt a 100° F.	1070
Viscosidad, según Saybolt a 210° F.	72
Índice de viscosidad, según Refutas	32
Punto de inflamación, según Cleveland	239° C.
Fluidez crítica, según A. S. T. M.	+ 18° C.
Cok, según Conradson	1,36 %
Índice de ácido	0.22
Viscosidad Engler a 50° C.	14.41

NOTAS BIBLIOGRAFICAS

1. GURTWITSCH (L.): «Les Bases scientifiques du Traitement des Huiles Minérales».
 2. KALICHEWSKY (V. A.) y STAGNER (A.): «Chemical Refining of Petroleum». —P. 14. 1932.
 3. KALICHEWSKY (V. A.) y STAGNER (A.): Op. cit., p. 13.
 4. KALICHEWSKY (V. A.) y STAGNER (A.): Op. cit., p. 39.
 5. Mebery, Ind. Eng. Chem. 18.814 (1926) y 19.526 (1927).
 6. LANE (E. C.) y GARTON (E. L.).—«Base” de un petróleo».—R. I. n.º 3.279 del Bureau of Mines. 1935.
 7. DEAN (E. W.), HILL (H. H.), N. A. C., SMITH y JACOBS (W. A.): «The analytical distillation of petroleum and its products». —Boletín 207. Departamento del interior (Bureau of Mines).
 8. SMITH, N. A. C. y LANE (E. C.): «Tablas de análisis de petróleos “crudos” típicos de los Estados Unidos».—Boletín n.º 291, Bureau of Mines. 69 pp. 1928.
- KRAEMER (A. J.) y CALKIN (L. P.): «Propiedades de los petróleos tipo procedentes de los campos del Hemisferio Occidental». Tech. Paper 346, Bureau of Mines. 43 pp. 1927.
- KRAEMER (A. J.) y LANE (E. C.): «Propiedades de los petróleos tipo procedentes de los campos del Hemisferio Este». Boletín del Bureau of Mines, en preparación.

LOS YACIMIENTOS DE PETROLEO

TERMINOLOGIA Y CLASIFICACION

POR

RUPERTO SANZ
INGENIERO DE MINAS

PRELIMINARES

Es el objeto de este escrito fijar ideas en la terminología empleada en la prospección geológica petrolífera, así como establecer una clasificación de los yacimientos adaptando a nuestro idioma los términos en uso en el extranjero, bastante confusos por cierto, debido al descubrimiento paulatino del petróleo, antes de que la ciencia geológica petrolífera estuviera lo suficientemente desarrollada para poder especificar en cada caso la naturaleza exacta de la formación descubierta y, entonces, clasificarla; es decir, que los descubrimientos de petróleo se han adelantado a la geología y, además, son tan variados los tipos de yacimientos, que cuando los geólogos han pretendido unificar y clasificar, han surgido las discrepancias y las dificultades para corregir o adaptar los términos ya vulgarizados. Pero como, por desgracia, en España no tenemos aún petróleo natural en explotación y, por otro lado, las investigaciones toman un carácter de cierta intensidad y entra dentro de lo posible el descubrimiento en escala industrial de tan preciado combustible en regiones geológicas además muy distintas, podemos aprovechar la ventaja de que nuestro léxico no está aún viciado por nombres locales, términos vulgares o dados por iniciativas particulares; y para evitar futuros confusionismos debe

fijarse una terminología y clasificación, que puede no ser definitiva y modificarse por la experiencia, pero con ellas se parte de una nomenclatura común, que conservará siempre este carácter, ya que los cambios se harán sobre ella.

La tentativa que hace el autor no tiene ni puede tener la pretensión de que se acepte, sino que queda sometida al juicio de todos, y precisamente su mayor eficacia consistirá en que reciba el honor de ser discutida y ampliada y, con tal motivo, que se llegue a la deseada unificación.

TERMINOLOGIA EN LA GEOLOGIA PETROLIFERA

Las extensiones de terrenos geológicos, posible o realmente petrolíferos, comprenden diferentes modalidades en cuanto a amplitud, uniformidad, analogía, continuidad, etcétera, que dan lugar a conjuntos, serie de conjuntos e individualidades geológicas y estratigráficas, que designaremos como sigue:

Región petrolífera: comprende una serie de conjuntos sin solución de continuidad, o poco marcada, que posean fundamentalmente características geológicas afines, o que tengan un origen común, pero en la que cada conjunto pueda presentar diferencias estratigráficas, litológicas y tectónicas, dentro de aquellas características. Por ejemplo: Región Pirenaica, Región Cantábrica, Región Penibética Andaluza, Región Penibética de Levante, etcétera.

Comarca petrolífera: un conjunto uniforme, geológico y estratigráfico, formado por una o varias estructuras limítrofes, cuyos límites comunes sean accidentes que interrumpan la uniformidad de la formación, tales como grandes erosiones, extensos recubrimientos de terrenos posteriores, cambio en la tectónica en gran extensión o en la estratigrafía, etcétera.

Yacimiento petrolífero: unidad petrolífera en todos los aspectos, tanto estratigráficos como estructurales, y que

sólo por accidentes puramente locales, es decir, propios del mismo yacimiento, puede subdividirse en:

Acumulaciones o bolsadas de petróleo o gas, o ambos. Esta separación del yacimiento, en partes, puede deberse al agua que lo limita, a esterilidades intercaladas en la misma roca, a fallas o fracturas, también de carácter local.

Varios yacimientos, enclavados en una misma estructura, forman un yacimiento múltiple.

Así pues, un yacimiento puede ser continuo o estar formado por varias acumulaciones, sólo separadas por accidentes propios del mismo yacimiento. Una comarca se compone de un conjunto de yacimientos enclavados en una o varias estructuras próximas, geológicamente uniformes, y una región está constituida por un conjunto de comarcas.

La expresión «zona petrolífera» se empleará de un modo elástico dentro de la región, de la comarca y aun del yacimiento; por ejemplo, para distinguir las partes que contienen petróleo de las estériles y para uso local, según las circunstancias de cada comarca o yacimiento. También tiene su aplicación en casos de duda, por no estar bien definida la situación de uno o varios yacimientos respecto a la región o comarca a que pertenecen; por ejemplo, las zonas de tránsito de facies entre las formaciones ibéricas y pirenaicas, en Alava, Vizcaya, etcétera.

Para la «comarca petrolífera» en Norteamérica y Rusia se usa el término «provincia» («oil and gas-bearing province», «nefte gasonsnaya provintzia»), pero dada la división geográfica de España, dicho término puede prestarse a confusiones, por lo que proponemos aquél. También se emplea en el extranjero la palabra «distrito», designación que puede involucrarse con la división minera de España.

Hemos dicho que el yacimiento puede ser simple, es

decir, estar formado por un solo receptáculo que comprenda los tres flúidos generalmente presentes, agua, petróleo y gas, y múltiple, o sea que comprende varios yacimientos simples dentro de una misma estructura. La acumulación corresponde a la parte del yacimiento ocupada sólo por el aceite y gas y coincide con el simple cuando falta el agua, es decir, cuando está rodeado de rocas impermeables.

Los americanos designan a estos yacimientos con el término «pool» (charca, estanque, pantano, etc.), no adaptable a ningún otro idioma, y que en Norteamérica mismo se aplica de un modo convencional, pero que corresponde tanto al yacimiento simple como al múltiple.

En este mismo país, llaman «natural reservoir», o simplemente «reservoir», al receptáculo que contiene los tres flúidos, mientras el «pool» se refiere a todos los receptáculos o acumulaciones limitados en una estructura común. Los rusos llaman al primero también «prirodny rezervuar», mientras que al segundo le denominan «mestorozhdenia», palabra no traducible, pero que viene a significar «criadero», ya que comprende los afloramientos e indicios exteriores y tiene su origen en la minería. No se encuentra apropiada esta palabra minera española para el petróleo, si no se refiere exclusivamente a la roca madre, es decir, donde se origina, pero no donde se acumula. Sin embargo, tampoco la emplearemos en tal caso, para el que reservamos el de «yacimiento primario», ya de uso corriente, y el referido de «roca madre del petróleo», para la roca donde se produce. En alemán el yacimiento petrolífero se llama «Oellagerstätten», y en francés «giesement petrolifère».

El yacimiento primario se llama en inglés «source series», en francés «source formation», en alemán «Oelmuttersgeschichte», y en ruso «nephtematerinskie svity», mientras la roca madre se denomina respectivamente «source

rock», «la roche mère du pétrole», «das Oelmuttergesteine» y «nephtematerinskaya poroda».

Los yacimientos se forman por las condiciones de estanqueidad del receptáculo, y a este conjunto de condiciones que forman la bolsada cerrada los americanos le llaman «trap» (trampa). Se proponen los términos de «acumulación o bolsada cerrada», «estanca» o «sellada», y abreviadamente «cierre», «sellado» o «estanqueidad». En Rusia se denomina «lovushka», con el mismo sentido.

«Capa petrolífera o capa almacén», se refiere al lecho o estrato que contiene el petróleo en los terrenos sedimentarios. En inglés «oil-bearing bed», en francés «couche petrolifère», y en alemán «Oeschicht».

«Roca petrolífera o roca almacén» es aquella que contiene el petróleo; «oil-bearing rock» en inglés, «roche petrolifère» en francés, «Oelgestein» en alemán y «nephtyanosnaya poroda» en ruso.

«Formación petrolífera» es una serie de rocas y capas que contiene petróleo o sus derivados: asfalto, ozoquerita, etcétera; «oil-bearing formation» en inglés, «formation petrolifère» en francés, «Petroleum formation» en alemán y «nephtyanosnaya svita» en ruso.

Agreguemos el término «nivel petrolífero» cuando las mismas capas o rocas se extienden a una comarca en una misma formación, y «horizonte petrolífero» cuando tal extensión alcanza a una región.

«Campo petrolífero» se refiere a la superficie y no al subsuelo, y significa una producción por medio de sondeos que abarca uno o varios yacimientos contiguos, incluidos los afloramientos e indicios en general, que se manifiestan en ella o en sus proximidades. «Oil-field» en inglés, «champ de pétrole» en francés, «Oelfeld» en alemán y «neftenosnaya ploshchad» en ruso.

Varios campos petrolíferos, dentro de una región petrolífera, se designará por el término «país petrolífero». «Oil-country» en inglés, «pays petrolifère» en francés, «Oeland» en alemán.

«Explotación petrolífera» es un campo en beneficio, incluyendo en tal concepto las actividades propias a tal fin.

«Afloramientos petrolíferos» se referirán a los de las capas supuestas petrolíferas, e «indicios» a cualquier clase y forma de manifestación de petróleo o de su cortejo de agua salada, etcétera.

CLASIFICACION DE YACIMIENTOS

Siendo la unidad geológica petrolífera el yacimiento, definido «como un complejo de rocas permeables, que contiene acumulaciones de hidrocarburos en condiciones geológicas y estratigráficas tales que los impiden emigrar por la acción de cualquier fuerza o factor, como la gravedad, la capilaridad y la presión», es el que hay que clasificar, según sus diferentes modalidades de cierre o sellado, adicionando por separado la clase de roca impregnada de petróleo o gas y el terreno en que está enclavado en la escala geológica.

Esta clasificación ha sido y sigue siendo objeto de discusión y aún no hay ninguna universalmente aceptada.

En los primeros tiempos de la geología del petróleo, dicha clasificación se intentó a base únicamente de la estructura en que se hallaba el yacimiento (tales como las de Clapp, Thomson y Hoeffe). Más tarde, en 1934, W. B. Wilson sentó nuevas bases al confirmar que la roca almacén, y la estratigrafía en general, desempeñaban un papel muy importante en las condiciones de estanqueidad, debido a que las acumulaciones se producen por la porosidad y permeabilidad de aquélla, pues sabido es que los yacimientos petrolíferos están limitados por rocas impermeables y por el agua de base. Por último, el mismo Wilson, C. W. San-

ders, S. J. Pirson, T. O. Brod, O. Wilhelm y otros han dado más importancia a la forma de cierre en los estratos que a la estructura, y con tal criterio han propuesto nuevas clasificaciones.

Aquí se propone adaptar nuestra clasificación a este punto de vista, que indudablemente es el que corresponde al origen y conservación de los yacimientos, ya que el haberse formado y conservado una zona porosa en un cierre capaz de resistir todas las fuerzas que tiendan a hacer emigrar el petróleo y a los gases en ellas acumulados, es la razón definitiva de la existencia de yacimientos petrolíferos, y esta razón se encuentra en la roca almacén, principalmente, aun cuando la estructura desempeñe un papel importantísimo en la gran mayoría de los casos y decisivo en otros.

Antes de seguir con la clasificación de los yacimientos veamos las rocas almacén posibles que lo forman.

En primer lugar citemos las *arenas, areniscas, gravillas, gravas, pudingas y conglomerados*, cuya porosidad depende del tamaño, forma y compacidad de los granos, así como de su contaminación con arcillas, lodos, cenizas volcánicas (bentonitas) o materias carbonosas, y de su grado de cementación. Si la cementación es total, aquellas características pueden deberse a estar agrietadas. Los yacimientos formados en aquellas rocas son comunes, salvo en el último caso, que no es frecuente.

La otra roca almacén, importantísima en los yacimientos, es la caliza constituida en una de las siguientes modalidades: compuesta por caparazones y esqueletos de organismos marinos que habitan mares de poca profundidad y lagunas; por precipitación en proceso inorgánico; ídem por proceso orgánico debido a segregaciones de bacterias, siempre en mares someros; por proceso sedimentario (ca-

lizas detríticas); por dolomitización (calizas dolomíticas y dolomías).

La porosidad y permeabilidad, en estas calizas, pueden ser congénitas o primarias, o bien por disolución posterior, o secundaria. Son importantes aquellas características, desde el punto de vista de roca almacén: en las dolomíticas y dolomías, por la reducción del volumen en el proceso de dolomitización; en las detríticas, en las de textura conchoidal, esqueloidal y oolítica por su porosidad primaria, y son desfavorables las cristalinas y granulares. La disolución secundaria da lugar a calizas cavernosas por anastomosis en planos de sedimentación, juntas y fisuras, que puede formar redes de espacios vacíos comunicados.

La mayor porosidad en yacimientos calizos parece encontrarse en arrecifes calcáreos. También forman roca almacén las calizas agrietadas, las cuales, principalmente en el eje de anticlinales, tienen aumentados los espacios vacíos, por disolución.

Otras rocas petrolíferas pueden estar formadas por arenas calcáreas porosas, arkosas, brechas porosas, pizarras rotas y metamórficas, rocas ígneas porosas y rocas duras fracturadas, pero, salvo las primeras, raramente dan origen a yacimientos petrolíferos.

Todas ellas están expuestas a mayor o menor grado de relleno y cementación y, en general, estos factores y la disolución, actúan en forma desigual en una misma roca, por lo que la porosidad y permeabilidad son variables, desde muy favorables hasta desaparecer, formándose así barreras de esterilidades que constituyen los cierres de los yacimientos, que por sí solos, o en combinación con el agua y con las estructuras en que están enclavadas tales rocas, o por interrupción brusca de los estratos, dan origen a la diversidad existente de aquéllos.

Entremos, pues, en la clasificación bajo este concepto, exponiendo previamente algunas de las propuestas por diversos geólogos.

La de Wilson, punto de partida de los nuevos principios, divide a los yacimientos petrolíferos en cuatro grupos, a saber:

1. Yacimientos cerrados por un pliegue local.
2. — — por porosidad variable de la roca.
3. — — por combinación de los dos anteriores.
4. — — por combinación de fallas y porosidad variable.

Estos grupos los subdivide en subgrupos y tipos, que comprenden la variedad de clases de cierres correspondientes, resultantes de las numerosas estructuras y de la combinación de factores que entran en dichos grupos. A partir de esta clasificación se hicieron otras muchas, con mayor o menor atención a ambas clases de factores estructurales y estratigráficos, tomando cada vez más auge los segundos, con lo que nacieron nuevas expresiones en la terminología petrolífera, tales como «acumulaciones o bolsadas con cierre estratigráfico» («Stratigraphic traps») y «campos petrolíferos estratigráficos» («Stratigraphic oil-field»), que denominan los yacimientos cuya estanqueidad y forma se debe a las condiciones que reúne la roca al macén y los campos petrolíferos correspondientes, respectivamente.

Entre las clasificaciones que sólo se fundan en esta última clase de factores, está la de J. A. Kornfeld, cuyos grupos son los siguientes:

1. Yacimientos acuñados.
2. Arenas discordantes.
3. Yacimientos debidos a cambios en la porosidad.
4. — — a topografía recubierta.

Nótese que las clasificaciones citadas comprenden sólo los yacimientos simples, o tipos de acumulaciones, y no una combinación de varias de éstas, que son a los que se refiere la denominación de estratigráficos arriba citada.

Entre éstas citaremos la de I. O. Brod, fundada en los factores siguientes:

1. La forma del yacimiento que contiene los flúidos.
2. La estructura del yacimiento.
3. La relación y acción mutua del agua, aceite y gas, dentro del yacimiento.

A base de estos factores hace la clasificación en los tres grupos que siguen:

PRIMER GRUPO:

Acumulaciones estratificadas.—Abarca las acumulaciones en rocas almacén estratificadas, comprendidas entre estratos de escasa permeabilidad. Tales acumulaciones están limitadas, dentro del yacimiento, por agua.

SEGUNDO GRUPO:

Acumulaciones en macizos de rocas.—Son aquellas formadas en grandes secciones de series potentes, cubiertas por rocas de poca permeabilidad. Independientemente de la situación de las rocas, el agua limita en la base a dichas acumulaciones, y desde el punto de vista de la formación

de éstas, dicha serie de rocas constituye un yacimiento simple.

TERCER GRUPO:

Acumulaciones irregulares. — Las denomina también «zonas de acumulaciones», y están formados los yacimientos correspondientes por areniscas de forma irregular, limitadas por rocas de escasa permeabilidad o zonas de permeabilidad entre carbonatos o rocas cristalinas. El agua en estos yacimientos desempeña un papel pasivo, mientras en los otros dos grupos dicho papel es primordial.

El primer grupo lo subdivide en:

- A) Acumulaciones arqueadas.
- B) — — taponadas.

Las posteriores subdivisiones son:

Subgrupo A):

- a) Pliegue arqueado sin roturas.
- b) — — ligeramente roto.
- c) — — separado en bloques por un sistema de fallas.

Subgrupo B):

- a) Taponamiento tectónico por fallas.
- b) — — estratigráfico por discordancias.
- c) — — litológico por acuñaamiento de la roca almacén.

El segundo grupo lo subdivide en los siguientes tres subgrupos:

- A) Macizos de sección tectónica (estructural).
- B) — — erosionada.
- C) — — arrecifal.

Los tipos de acumulación en cada subgrupo están determinados por el modo de producirse las rocas almacén. En esta clase de yacimiento las referidas acumulaciones se presentan aisladas, dentro de la roca, aun cuando toda ella sea roca almacén, pero dada la menor porosidad de una parte de ella, sólo son productivas algunas zonas que no tienen influencia entre sí, si se trata de líquidos, pero que se influyen mutuamente cuando el fluido es gas natural.

El tercer grupo se subdivide en los subgrupos siguientes:

- A) Acumulaciones limitadas por agua, o sea, zonas de gran permeabilidad dentro de otras de grano fino saturadas de agua.
- B) Acumulaciones limitadas litológicamente en yacimientos de forma irregular, dentro de rocas no permeables.
- C) Acumulaciones limitadas por una combinación de ambas.

Los tipos de acumulación se diferencian, dentro de cada subgrupo, de acuerdo con el carácter de la roca almacén (carbonatos o arenosas) y de su origen.

Como puede verse, esta clasificación, se basa esencialmente en la naturaleza de la roca, y en la forma en que se encuentra, no especificando las estructuras; es, pues, puramente estratigráfica.

El autor de estas líneas tiene el criterio de que en la prospección petrolífera, las estructuras y el origen proba-

ble de las formaciones petrolíferas son las primeras guías del geólogo y, luego, con el conocimiento de dichas formaciones, es cuando queda orientado en las características estratigráficas y litológicas, las cuales, casi siempre, quedan comprendidas en una u otra estructura; es decir, que aunque por condiciones locales parezca que dichas estructuras no influyen en la formación de yacimientos, salvo en pocas circunstancias, ellas han contribuido a su existencia en mayor o menor grado. Tratándose de flúidos, es necesario que se produzcan las condiciones necesarias para que se pongan en movimiento, a fin de que el petróleo y gas contenidos en los dispersos o difusos yacimientos primarios, puedan llegar a acumularse en los secundarios, concentrados al encontrar un obstáculo que les impida continuar su emigración, y tales condiciones son provocadas, en general, por movimientos tectónicos, que dan lugar a la formación de pliegues, además de fallas, roturas, cobijaduras, discordancias, etc.; es decir, a estructuras y a accidentes estratigráficos, conjuntamente, y así enlazados es, a nuestro juicio, como hay que considerar ambas clases de factores, tomando como base, eso sí, las condiciones que han hecho estanca la roca almacén, ya que sin esta estanqueidad no existen yacimientos petrolíferos, y que la forma en que ocurre este cierre es la que los caracteriza. Claro es que una parte de los más importantes yacimientos petrolíferos se hallan en rocas ilimitadamente permeables, encerradas en unas estructuras tan típicas como son las cúpulas, anticlinales y brachianticlinales, hasta el punto de haber dado origen a la teoría anticlinal, hoy en desuso; pero hay otra parte, de extensa importancia también, que no obedece a dicha teoría, y por ello a aquellas estructuras las consideramos como uno de los sistemas de cierre acumulativo.

Analizando, pues, las diversas clasificaciones de yacimientos propuestas en los últimos años, encontramos que la que más se ajusta al criterio expuesto es la reciente de O. Wilhelm, que agrupa los factores que influyen en la formación de aquéllos, en dos series que denomina «Indicadores de estructura» e «Indicadores de cierre». Dichos factores son los siguientes:

1. Estructuración de las capas adyacentes.
2. Convexidad en la superficie de un yacimiento, la cual puede deberse a plegamientos, a diferencias de espesor, a variaciones de porosidad o a una combinación de estos factores.
3. Pérdida lateral de porosidad y permeabilidad, incluida su interrupción por cambio litológico.
4. Acuñaamiento estratigráfico de una capa almacén.
5. Interrupción estructural de dicha capa almacén, tanto por falla, como por intrusiones tectónicas.

El primero está casi siempre presente y no se refiere a la capa almacén, mientras el resto indica la posición de ésta.

Si se designan con números romanos los indicadores de estructura y con letras los de cierre, tendremos la siguiente relación:

Indicadores de estructura

- I. Cúpula, anticlinal y brachianticlinal, en los que se harán las distinciones siguientes:
 - I a. Vértice de una cúpula o eje de anticlinal.
 - I s. Cúpula de sal de tipo perforante, en la que

la masa salina conforma los estratos adyacentes.

I d. Pliegue diapírico, en el que un testigo de rocas plásticas (no salinas) pliega los estratos adyacentes.

I i. Levantamiento volcánico, en el que una roca hipogénica conforma los estratos adyacentes.

II. Morro.

III. Terraza o plataforma.

IV. Monoclinal: homoclinal, inflexión.

V. Sinclinal de eje inclinado.

VI. Ausencia de estructura definida.

Indicadores de cierre (*)

- A. Cierre por convexidad: una superficie convexa en una zona de porosidad ilimitada.
- B. Cierre por impermeabilidad: desaparición lateral de la porosidad y permeabilidad de la roca almacén.
- C. Cierre por acuñaamiento de una capa porosa.
- F. Cierre por falla: interrupción por este accidente de una capa porosa.
- G. Cierre por intrusión: Interrupción de una capa porosa por perforación tectónica.

La combinación de ambas clases de indicadores definen cada tipo de yacimiento. Así pues, si consideramos

(*) Recordamos que la expresión «cierre» es la abreviatura de una acumulación estanca o encerrada.

una primera división de dichos yacimientos en grupos, éstos serán los *A, B, C, F* y *G*, e introduciendo el indicador de estructura, tendremos fijada una nueva división en tipos simples, por ejemplo:

GRUPO A:

Tipo A - I. Yacimiento de cierre por convexidad, en cúpulas y anticlinales.

— *A - II.* Idem, íd., íd., en morro.

— *A - III.* Idem, íd., íd., en terraza o plataforma.

— *A - IV.* Idem, íd., íd., en monoclinal.

— *A - V.* Idem, íd., íd., en sinclinal.

— *A - VI.* Idem, íd., íd., en una formación geológica sin influencia estructural, es decir, en una zona prácticamente horizontal en su estratigrafía.

Ahora bien, muchos yacimientos están sellados por más de un cierre, tanto de la misma como de diferente naturaleza, por lo que es preciso tener en cuenta su variedad. Esto es:

Yacimiento de cierre único.

— — doble.

— — triple.

— múltiple.

— combinado.

— modificado.

— lenticular.

Y, por último, existen también características geológicas diferentes en los yacimientos, que deben entrar también en su clasificación, por ejemplo:

Yacimientos acuñados por la forma de sedimentación de la capa petrolífera.

- — por truncamiento.
- — por recubrimiento o cobijadura.

Algunos indicadores son incidentales, es decir, que aunque se hallan presentes, sin ellos se cumplen las condiciones de estanqueidad por los restantes.

Vamos a enumerar los distintos tipos de yacimientos, empleando los siguientes signos:

Combinación de las dos clases de indicadores: -

Dos indicadores de cierre: ()

Indicador incidental: ()

Varios indicadores de cierre del mismo tipo: $m()$ (múltiple).

Un indicador de cierre dentro de otro: () (combinado).

Grupo A

YACIMIENTOS SIMPLES CONVEXOS:

- A-I a.* En el vértice de cúpula o eje anticlinal, estratificado en roca porosa y permeable en todos los sentidos y extensión, sólo limitado por los estratos impermeables del techo y muro y por el agua. Tipo puramente estructural.
- A B a-I a.* Igual al anterior, limitado por una disminución de la porosidad en una parte de sus contornos, sustituyendo al agua. Este factor es sólo incidental.
- A F-I a.* Análogo al *A-I a*, pero limitado por una falla en una dirección. También la falla es incidental.

- A-II.* En morros; el techo de la capa almacén se comba hacia arriba en el sentido del buzamiento, lo que unido al plegamiento propio de la estructura, da lugar a una superficie convexa. El agua limita inferiormente al yacimiento. Tipo combinado de estructura y estratigrafía, con influencia recíproca de ambas.
- A-III.* En terraza o plataforma; análogas características al anterior.
- A-IV.* En monoclinal; la influencia de la estructura se reduce a la inclinación de sus estratos, y la porosidad debe producirse tanto en dirección como en buzamiento para que sea posible este tipo de yacimientos.
- A-V.* En sinclinal; la superficie convexa del techo se produce por un aumento de porosidad de la capa en todas direcciones; la influencia de la estructura es menor aún que en el caso anterior.
- A-VI.* En formaciones horizontales no estructuradas; la convexidad está producida por aumento de espesor de la capa almacén. Yacimientos estratigráficos limitados también en su base por el agua.

Los tipos IV, V y VI merecen poca atención en la prospección por las dificultades con que se tropieza para localizarlos por falta de medios para descubrir los indicadores de cierre correspondientes. Como hemos indicado, el agua limita estos yacimientos, en su base y en todas las direcciones, a un nivel común, consecuencia de ser su porosidad ilimitada, salvo los casos incidentales *A B a-I a* y *A/F-I a*.

Además de los lechos de arenas, son aptas para formar esta clase de yacimientos las calizas porosas en grandes masas o en formaciones de poco relieve estructural, así como arrecifes y calizas cavernosas, que por no formar estructuras, se incluyen en el tipo *A - VI*.

A - I s. En la roca cavernosa de cubierta de las intrusiones salinas.

YACIMIENTOS CONVEXOS DE CIERRES COMBINADOS:

A (F) - I a. En anticlinales o cúpulas, cruzados por un sistema de fallas que los divide en dos o más bloques, si todos éstos tienen un límite inferior común de agua. La estructura es dominante, no siendo necesaria la presencia de las fallas para la existencia del yacimiento.

(A + B) - I a. En anticlinal o cúpula, pero con acumulaciones reducidas a zonas porosas en el techo del yacimiento, teniendo común el cierre inferior por el agua.

YACIMIENTOS CONVEXOS MÚLTIPLES:

m (A) - I a. Formados por varios simples del tipo *A - I a*, separados por lechos impermeables. Tipo totalmente estructural.

m (A / F) - I a. Análogo al anterior, pero modificado por fallas.

m (A / B) - I a. En anticlinales o domos; las zonas productivas están separadas unas de otras por otras menos permeables. El efecto de la estructura se ve reducido sólo por esta impermeabilidad.

Grupo B

Familia Ba. Yacimientos de cierre debido a la impermeabilidad en el sentido ascendente del lecho.

Ba - II. En morros estructurados. Cierre formado por la pérdida de porosidad en el borde superior del yacimiento, por el pliegue que forma la estructura, hacia los lados y por el agua en el fondo. Ambos indicadores son recíprocos.

Ba - II - I. En uno de los extremos de un anticlinal o cúpula. Análogo al anterior, siendo incidental la estructura anticlinal. En estos dos tipos, la línea que marca el límite de la porosidad cruza el eje de la estructura.

Ba - III. En terrazas. La línea referida de porosidad cruza diagonalmente la estructura.

Ba - IV. En monoclinal. El contorno que limita la zona porosa hace un saliente hacia la elevación de la capa.

Ba - IV / I. En el flanco de un anticlinal o cúpula. Análogo al anterior, siendo incidental esta última estructura.

Ba - V. En sinclinal de eje inclinado. La permeabilidad debe desaparecer en todas las direcciones ascendentes.

Ba / A - II, Ba / A - III, Ba / A - IV, Ba / A - V. Análogos al *Ba II, Ba III, Ba IV* y *Ba V*, con la sola diferencia de presentarse una variación en la potencia de la zona porosa de la capa

que le hace parecerse a los yacimientos convexos de cierre simple, siendo este accidente incidental.

B a - IV / II. Análogo al *B - IV*, pero en el flanco de un morro estructural. Esta es incidental.

Familia B b. Yacimientos lenticulares. El indicador de estructuras es incidental en esta familia de yacimientos.

B b / I a. En los flancos de anticlinales y cúpulas.

B b / II. En morros estructurados.

B b / III. En terrazas.

B b / IV. En monoclinales.

B b / V. En sinclinales.

B b / VI. En formaciones sin relieve estructural.

Formados estos yacimientos por zonas porosas de las rocas almacén, rodeadas totalmente por otras zonas impermeables, el agua no juega papel de importancia en la acumulación, a diferencia con los anteriormente relacionados, en los que es un factor principal.

Familia B c. Yacimientos en zona de fractura.

B c - I a. En anticlinales. Este tipo se produce principalmente en calizas fisuradas a causa de su plegamiento, que si se verifica en la cresta de anticlinales, la red de grietas originada, hace una roca almacén que puede clasificarse dentro de los yacimientos convexos de cierre simple (*A - I a*), como son los del Irán. Pero también tienen lugar en las zonas de fracturas o fallas, producidas por levantamientos, en el espacio comprendido entre

dicha zona dislocada y la estratificación normal (Méjico). Los dos indicadores son recíprocos y el agua juega su importante papel.

Familia B d. Yacimientos sellados por asfalto.

B d - II. En morros estructurales.

B d - II I. Igual al anterior, pero que puede ser parte de un anticlinal erosionado. Dicho anticlinal es incidental.

B d - IV I. En monoclinal, que puede ser el flanco de un anticlinal erosionado. Esta última estructura es incidental.

A estos yacimientos podemos agregar el tipo:

B d - V / VI. En sinclinal de eje inclinado, entre monoclinales o anticlinales erosionados. La estructura monoclinal es incidental. Este caso se presenta en Fuentetoba (Soria), donde el asfalto sella los flancos del sinclinal comprendido entre dos anticlinales erosionados. En el eje del sinclinal se hallan capas de areniscas impregnadas de betún, más líquido cuanto más se aleja de los afloramientos.

Familia (m) B. Yacimientos por permeabilidad múltiples.

(m) B - I a. En anticlinales; constituidos por varios simples en rocas de porosidad variable, cuyos espacios, poco permeables, no permiten el paso del petróleo de uno a otro y, por tanto, durante la explotación actúa cada uno como



independiente. Cuando los yacimientos son de gas, llegan a tener influencia el uno sobre otro en la extracción. El agua actúa en la acumulación.

Grupo C

YACIMIENTOS DE CIERRE EN CUÑA:

Familia Ca. Yacimientos por acuñamiento de los estratos.

Ca-II. En morros estructurados.

Ca-II I. Análogo al anterior, pero en uno de los lados del eje de un anticlinal o cúpula. Este último indicador es incidental.

Ca-III. En terrazas.

En todos los casos anteriores la arista de la cuña cruza el eje de la estructura.

Ca-IV. En monoclinal.

Ca-IV I a. Igual que el anterior, pero situado estrictamente en el flanco de un anticlinal.

Ca-IV II. Como el *C*-IV, pero situado exclusivamente en el flanco de un morro estructural.

En estos tres, la arista de la cuña forma un saliente hacia la parte elevada de la capa almacén. La segunda estructura es incidental.

Ca-V. En monoclinal. La arista de la cuña limita al yacimiento en todas las direcciones ascendentes.

Ca-I s. En cúpulas salinas.

Ca < *F*-I s. Lo mismo que el anterior, pero limitado además por una falla radial. Cierre estratigráfico doble.

Ca < *F* < *F*-I s. Análogo al *Ca*-I s, pero comprendido entre dos fallas radiales. Cierre estratigráfico triple.

Familia Cb. Yacimientos acuñados por truncamiento de la capa almacén, causado por contactos discordantes bruscos.

Se repiten los mismos tipos estructurales que para *Ca* y las mismas condiciones. De modo que pueden existir los *Cb*-II, *Cb*-II I, *Cb*-III, *Cb*-IV, *Cb*-IV I, *Cb*-IV II, *Cb*-V, *Cb*-I s, *Cb* < *F*-I s y *Cb* < *F* < *F*-I s.

La diferencia entre *Ca* y *Cb*, consiste en que los primeros son yacimientos situados en capas convergentes o en lechos discordantes (siempre acuñados), en discordancia gradual, mientras los segundos, la discordancia se ha producido por la erosión ocurrida entre las épocas de sedimentación de ambas series de estratos en contacto. Estas condiciones han dado origen a yacimientos muy importantes.

Familia Cc. Yacimientos en cobijaduras sobre formaciones de base más primitivas.

Se presentan los tipos *Cc*-II, *Cc*-II I, *Cc*-III, *Cc*-IV, *Cc*-IV I, y *Cc*-IV II, en las mismas condiciones descritas para los dos anteriores, y es frecuente el conglomerado como roca almacén.

Se distingue este grupo de los yacimientos de cierre

convexo, porque en uno de los bordes de las acumulaciones está sustituida el agua por las rocas impermeables de los muros de la capa, entre los que se acuña ésta, y de los de cierre por impermeabilidad, porque este factor aquí se debe a dichos muros y no a la capa misma, la cual desaparece.

En todo el grupo juegan un papel recíproco las dos clases de indicadores, y el agua actúa de un modo primordial en la acumulación del petróleo.

Grupo F

YACIMIENTOS DE CIERRE POR FALLAS:

Familia F. Yacimientos en forma de segmentos, en los que una falla única hace de cierre en conjunción con el de la estructura afectada por dicha falla (cierre único).

F-I a. En anticlinales y cúpulas.

F-II. En morros.

F-II I. Igual al anterior, cuando el morro forma parte de un anticlinal o cúpula.

m(F)-II y *m(F)-II I.* Varias fallas escalonadas en los anteriores.

F-III. En terrazas.

F-IV. En los flancos de anticlinales.

m(F)-IV y *m(F)-IV I.* Análogos a los anteriores, con varias fallas escalonadas.

Familia F=F. Yacimientos en bloques comprendidos entre fallas paralelas (doble cierre).

F=F-I a. En anticlinales. Este tipo de yacimientos ocurre en dovelas hundidas en la culminación

de anticlinales, pero son raros, ya que generalmente el yacimiento ocupa sólo una parte de dicha dovela, dando lugar a los tipos *A-I a* y *A-F-I a*.

Familia F × F. Yacimientos acuñados entre fallas que se cortan (doble cierre).

F × F-I a. En la culminación de anticlinales y cúpulas.

F × F-II. En morros.

F × F-II I. Igual al anterior cuando aquel morro forma parte de un anticlinal o cúpula.

F × F-III. En terrazas.

F × F-IV. En monoclinales.

F × F-IV I y *F × F-IV II.* Análogos al anterior cuando están en los flancos de anticlinales y morros.

F × F-V. En sinclinal.

El primer tipo de estos yacimientos se presenta con frecuencia en las estructuras originadas por cúpulas salinas, bien separadas o bien formando parte de los yacimientos *A(F)-I s.*

Familia F × otro cierre estratigráfico. Doble cierre combinado de falla y otro indicador de cierre.

F × A-II. Falla y espesor variable.

F × B-II. Falla y cambio en permeabilidad.

F × C-II. Falla y acuñamiento.

Los tres tipos en morro estructural.

F × A-III. }
F × B-III. } Análogos a los anteriores en terrazas.
F × C-III. }

$F \times A - IV.$	} Análogos a los anteriores en monoclinales.
$F \times B - IV.$	
$F \times C - IV.$	
$F \times A - V.$	} — — — en sinclinales.
$F \times B - V.$	
$F \times C - V.$	

Familia $F \times F$ otro cierre estratigráfico. Triple cierre por fallas y otro indicador de cierre.

$F \times F \times F - IV.$ Tres fallas en monoclinales.

$F \times F \times B - IV.$ Dos fallas y cambio de permeabilidad en monoclinales.

Son posibles otros yacimientos de esta familia, pero tan excepcionales que no merece incluirlos.

Los tipos de este grupo se presentan en formaciones que sin la presencia de fallas serían desechadas como inadecuadas para la existencia de acumulaciones de petróleo, y esto es, sobre todo, cierto en los de más de un indicador de cierre.

En zonas que comprenden sistemas de fallas, hay que fijar con cuidado estos indicadores.

Grupo G

YACIMIENTOS DE CIERRE POR INTRUSIONES Y DIAPIROS:

Familia Gc. Yacimientos en media luna cerrados en los lechos que flanquean la intrusión o el diapiro y en contacto con él.

$Gc - Is.$ En cúpulas salinas.

$Gc - Id.$ En anticlinal diapírico.

$Gc - Ii.$ En núcleos hipogénicos.

Familia Gn. Yacimientos en nichos u oclusiones incrustados en la masa salina, limitados por ella y por los lechos que la rodean.

$Gn - Is.$ Tipo único, en cúpulas salinas.

Familia $G \times$ otro cierre estratigráfico (doble cierre). Yacimientos periféricos acuñados.

$G \times F - Is.$ En cúpulas salinas sellados entre el borde de la sal y una falla radial.

$G \times B - Is.$ También en cúpula salina, sellados entre dicho borde y la pérdida lateral de porosidad de la capa almacén.

$G \times F - Id.$ Igual al primero, pero en anticlinal diapírico.

Familia $G \times$ otros dos cierres estratigráficos. Yacimientos en segmentos periféricos.

$G \times F \times F - Is.$ En cúpula salina, limitado por el borde de la sal y dos fallas radiales.

$G \times F \times F - Id.$ Igual al anterior, pero en anticlinales diapíricos.

$G \times F \times B - Is.$ En cúpula salina, limitado por el borde de la sal, una falla radial y una pérdida lateral de porosidad de la capa almacén.

Familia $G(F)$. Yacimiento de cierre múltiple.

$G(F) - Is.$ En cúpulas salinas, limitado por el borde de la sal y varias fallas radiales.

$G(F) - Id.$ Análogo al anterior pero en anticlinales diapíricos.

Todos ellos se encuentran en lechos estrellados en la masa intrusiva, bien directamente contra dicha roca, bien

contra materiales arcillosos elevados por aquélla en su ascenso, llamados «zonas de arrastre».

* * *

Esta relación comprende la casi totalidad de los yacimientos posibles, y sólo quedan fuera de ella algunos muy raros. Se ha añadido alguno más de los que relaciona O. Wilhelm, que encajan perfectamente en la clasificación, y creemos que si se presenta algún nuevo caso también podrá designarse con sus símbolos, lo que prueba su bondad dentro de algunas cuestiones de criterio, pues como ya decimos al principio, no es definitiva, sino sujeta a discusión.

Resumimos la clasificación del siguiente modo:

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS POR SUS INDICADORES DE CIERRE:

- A. Yacimientos de cierre por convexidad.
De convexidad simple (cierre simple).
— combinada (doble cierre).
— múltiple (cierre múltiple).
- B. Yacimiento de cierre por impermeabilidad.
Por pérdida lateral de porosidad (*B a*).
Lenticulares (*B b*).
Por fracturas (*B c*).
Por sellado de asfalto (*B d*).
Separados por zonas impermeables (cierre múltiple).
- C. Yacimientos de cierre por acuñamiento.
Por adelgazamiento angular del estrato (*C a*).
Por truncamiento angular (*C b*).
En cobijaduras o recubrimientos (*C c*).
- F. Yacimientos de cierre por fallas.

En forma de segmentos (cierre simple).

En bloques (cierre doble).

Acuñados entre fallas (cierre doble).

Combinados con otra clase de cierre (cierre doble).

— con varias clases de cierre (cierre múltiple).

G. Yacimientos de cierre por intrusión o diapiro.

En forma de media luna (*G c*).

En nichos u oclusión en la roca intrusiva (*G n*).

De acuñamiento periférico.

En forma de segmento periférico.

Combinados, periféricos.

La clasificación de los indicadores de estructura es la que sigue:

- I a. Cúpulas y anticlinales.
II. Morros estructurados.
III. Terrazas, plataformas.
IV. Monoclinales (homoclinales, inflexiones).
V. Sinclinales.
I s. Cúpulas salinas.
I d. Cúpulas anticlinales diapíricas.
I i. Cúpulas anticlinales por intrusión de rocas hipogénicas.

Signos de relación

- Guión: - Indica la presencia de las dos clases de indicadores.
- Aspa: × Indica la presencia de dos indicadores de cierre.
- Sub: / Señala que el indicador *sub* es incidental.

Paréntesis: () Señala multiplicidad del cierre comprendido en el paréntesis, en combinación con el exterior.

m () Señala multiplicidad de un indicador único.

Igual: = Dos cierres paralelos.

En el cuadro siguiente quedan encasillados los tipos de yacimientos, en el que verticalmente se sitúan los indicadores de estructura y horizontalmente los de cierre. (Y, en fin, se representan al final un esquema de cada uno de estos tipos.)

* * *

La anterior clasificación puede modificarse, dando aun más importancia a la estructura y relacionando con ella los demás factores, agrupándolos por su mayor analogía. Creemos que así resulta más ordenada respecto al trabajo del geólogo prospector, ya que lo primero con que se encuentra (y que busca) es la estructura y simultáneamente o seguidamente, las características estratigráficas y litológicas de la roca almacén.

Así pues, con este criterio, la modificación consiste en lo siguiente:

Fijamos un primer grupo que, por su importancia y clasicismo, merece ser independiente, a saber: el puramente estructural, formado por anticlinales, cúpulas y braquianticlinales, que designamos *Grupo A*.

El *Grupo B*, por el contrario, es aquel en que no influye la existencia de estructura y, por tanto, su carácter es puramente litológico. Comprende otros subgrupos:

El *Ba*, caracterizado por la ausencia total de estructura definible, estando el yacimiento situado en una convexi-

CLASIFICACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS

	Ia CÚPULA ANTICLINAL	II MORROS	III TERRAZA	IV MONOCLINAL	V SINCLINAL	VI AUSENCIA DE ESTRUCTURA	Is CÚPULA SALINA	Id ANTC. DIAPÍRICO	Ii NÚCLEO HIPOGÉNICO
A. Yacimientos de cierre convexo.									
Y. convexos simples	A-1a A/B-1a A/F-1a	A-II	A-III	A-IV	A-V	A-VI	A-Is		
-- múltiples	A(F)-1a (A+B)-1a								
-- combinados	m(A)-1a m(A/F)-1a m(B/A)-1a								
B. Yacimientos de cierre por permeabilidad.									
Y. por pérdida lateral de porosidad		Ba-II Ba-II/I Ba/A-II	Ba-III Ba/A-III	Ba-IV Ba-IV/I Ba/A-IV Ba-IV/II	Ba-V Ba/A-V				
Y. lenticulares	Bb/1a	Bb/II	Bb-III	Bb/IV	Bb-V	Bb/VI			
Y. en zonas de fractura	Bc-1a								
Y. sellados por asfalto		Bd-II Bd-II/I		Bd-IV/I					
Y. de cierre por permeabilidad combinada	m(B)-1a								
C. Yacimientos acuñaados.									
Y. de estratos acuñaados		Ca-II Ca-II/I	Ca-III	Ca-IV Ca-IV/I Ca-IV/II	Ca-V		Ca-1s Ca-F-1s Ca-F-F-1s		
-- truncados		Cb-II Cb-II/I	Cb-III	Cb-IV Cb-IV/I Cb-IV/II	Cb-V		Cb-1s Cb-F-1s Cb-F-F-1s		
Y. de cobijadura o adosados		Cc-II Cc-II/I		Cc-IV Cc-IV/I Cc-IV/II					
F. Yacimientos de cierre por falla.									
Y. de segmento en falla	F-1a	F-II F-II/I	F-III	F-IV					
Y. de bloque entre fallas	F=F-1a								
Y. de cuña entre fallas	F×F-1a	F×F-II F×F-II/I	F×F-III	F×F-IV F×F-IV/I F×F-IV/II	F×F-V				
Y. de doble cierre		F×A-II F×B-II F×C-II	F×A-III F×B-III F×C-III	F×A-IV F×B-IV F×C-IV	F×A-V F×B-V F×C-V				
Y. de triple cierre				F×F×F-IV F×F×B-IV					
G. Yacimientos de cierre intrusivo.									
Y. en media luna							Gc-1s	Gc-1d	Gc-1i
Y. en nicho de sal							Gn-1s		
Y. de cuña periférica							G×F-1s G×B-1s		
Y. de segmento periférico							G×f×F-1s G×F×B-1s		
Y. de cierre intrusivo múltiple							G(F)-1s		

dad de la roca almacén encerrado entre la roca impermeable del techo y el agua en la base. Calizas arrecifales y masas de calizas porosas sin relieve definible, recubiertas por rocas impermeables.

El *Bb*, comprende los yacimientos lenticulares, o sea los encerrados en zonas porosas de la roca, rodeadas totalmente de zonas impermeables. Pueden estar enclavados en cualquier estructura o donde esta falte, pero sin que ejerza ninguna influencia.

Los otros yacimientos son aquellos en los que la estructura y los factores, estratigráficos o litológicos, ejercen una influencia recíproca, y se agrupan según las características afines de dichos factores. Así, el

Grupo C, comprende los yacimientos debidos a la porosidad de la roca almacén en combinación con la estructura. La subdivisión es, por tanto, la que sigue:

- Subgrupo Ca.* Variaciones de potencia y de porosidad en el lecho, que da lugar a convexidades en la zona del techo.
- Subgrupo Cb.* Pérdida lateral de permeabilidad en el sentido ascendente de un estrato inclinado.
- Subgrupo Cc.* Zonas de fractura en rocas (calizas casi exclusivamente) poco porosas, limitadas por zonas compactas.
- Subgrupo Cd.* Estructuras abiertas, pero con los estratos petrolíferos sellados por asfalto u oxidaciones que los hacen impermeables en su afloramiento.

El *Grupo D*, reúne los yacimientos en zonas de dis-

cordancia estratigráfica, tanto brusca, por interrupción de la sedimentación, erosión y nueva sedimentación con movimientos orogénicos intermedios, como gradual que produce regresiones y transgresiones del mar en lentos movimientos del suelo. Los primeros constituyen los subgrupos: *Da*. Cuando el yacimiento truncado está recubierto por los estratos discordantes más modernos, y el *Db*. cuando aquél se halla en los lechos más modernos, cobijando o adosándose a los más antiguos, discordantes. El subgrupo *Dc* comprende los yacimientos acuñados.

El *Grupo F* comprende los yacimientos limitados por una o más fallas en las diversas estructuras y la combinación de dichas fallas con los otros indicadores reseñados.

Los subdividimos en otros tres subgrupos: *Fa*, una sola falla; *Fb*, dos o más fallas, tanto si se cortan o no en el yacimiento o si constituyen un sistema de fallas; *Fc*, la combinación de indicadores citada.

El *Grupo G*, es análogo al de la clasificación de O. Wilhelm, y agrupa a los yacimientos diapíricos, salinos, de rocas plásticas e hipogénicas.

En resumen; son seis los grupos de yacimientos, a saber:

- A. En estructura.
- B. Litológicos.
- C. Por porosidad y estructura.
- D. Por discordancia y estructura.
- E. Por fallas y estructuras.
- G. Por diapiros.

Cada uno comprende subgrupos con las características litológicas, estratigráficas y morfológicas afines y, en fin,

los tipos vienen representados por la combinación de estas características y las estructuras en que se hallan enclavados, lo que se representa también en el adjunto cuadro, en el que pueden apreciarse claramente las modificaciones hechas al de O. Wilhelm.

En los esquemas representativos de las estructuras, la designación primera es la de este geólogo y la segunda la modificada que se propone adoptar.

**CLASIFICACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS
INDICADORES DE ESTRUCTURA**

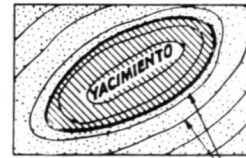
INDICADORES DE CIERRE	Ia CÚPULA O ANTICLINAL	II MORROS	III TERRAZA	IV MONOCLINAL	V SINCLINAL	VI AUSENCIA DE ESTRUCTURA	Is CÚPULA SALINA	Id ANTC. DIAPÍRICO	Ii NÚCLEO HIPOGÉNICO
A. Yacimientos de tipo puramente estructural.									
<i>A</i> Yacimientos de tipo puramente estructural.									
<i>A</i> Simples	$A-Ia$						$A-Is$		
<i>A</i> Múltiples	$(A + Cb) - Ia$ $m(A) - Ia$								
B. Yacimientos de tipo puramente litológico.									
<i>Ba</i> Y. encerrados en convexidades, arrecifes y grandes masas de rocas						$Ba-VI$			
<i>Bb</i> Y. lenticulares	Bb/Ia	Bb/II	Bb/III	Bb/IV	Bb/V	$Bb-VI$			
C. Yacimientos de tipo mixto de estructura y porosidad de la roca.									
<i>Ca</i> Y. encerrados en convexidades de la roca almacén		$Ca-II$	$Ca-III$	$Ca-IV$	$Ca-V$				
<i>Cb</i> Y. sellados por impermeabilidad lateral	$m(Cb) - Ia$	$Cb-II$ $Cb-II/I$ $Cb/Ca-II$	$Cb-III$ $Cb/Ca-III$	$Cb-IV$ $Cb-IV/I$ $Cb/Ca-IV$	$Cb-V$				
<i>Cc</i> Y. encerrados en zonas de fractura	$Cc-a$								
<i>Cd</i> Y. sellados por asfalto		$Cd-II$ $Cd-II/I$		$Cd-IV$ $Cd-IV/II$	$Cd-V/IV$				
D. Yacimientos tipo mixto de estructura y discordancia estratigráfica.									
<i>Da</i> Y. truncados		$Da-II$ $Da-II/I$	$Da-III$	$Da-IV$ $Da-IV/I$ $Da-IV/II$	$Da-V$		$Da-Is$	$Da-Id$	
<i>Db</i> Y. cobijados o adosados		$Db-II$ $Db-II/I$		$Db-IV$ $Db-IV/I$ $Db-IV/II$			$Dc-Is$	$Dc-Id$	
<i>Dc</i> Y. acuñaos		$Dc-II$ $Dc-II/I$	$Dc-III$	$Dc-IV$ $Dc-IV/I$ $Dc-IV/II$	$Dc-V$				
F. Yacimientos tipo mixto de estructura y fallas.									
<i>Fa</i> Y. sellados por una falla	$F-Ia$ $A/F-Ia$	$F-II$ $F-II/I$	$F-III$	$F-IV$					
<i>Fb</i> Y. sellados por dos o más fallas	$F \times F-Ia$ $F = F-Ia$	$F \times F-II$ $F \times F-II/I$	$F \times F-III$	$F \times F-IV$ $F \times F-IV/I$ $F \times F-IV/II$	$F \times F-V$				
<i>Fc</i> Y. por combinación de fallas y otros cierres		$F \times C-II$ $F \times D-II$	$F \times C-III$ $F \times D-III$	$F \times C-IV$ $F \times D-IV$	$F \times C-V$ $F \times D-V$		$F \times F \times Da-Is$ $F \times F \times Dc-Is$	$F \times F \times Da-Id$ $F \times F \times Dc-Id$	
G. Yacimientos tipo intrusivo.									
<i>Ga</i> Y. en media luna							$Ga-Is$	$Ga-Id$	$Ga-Ii$
<i>Gn</i> Y. en nichos							$Gn-Is$		
<i>Gf</i> Y. periféricos entre fallas radiales							$Gf \times F-Is$ $Gf(F)-Is$	$Gf \times F-Id$ $Gf(F)-Id$	
<i>Gc</i> Y. periféricos entre cierres diversos							$Gc \times F \times C-Is$		

**REPRESENTACION ESQUEMATICA DE TIPOS
DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS**

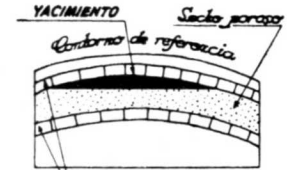
PLANTA

CORTE

A-Ia
A-Ia

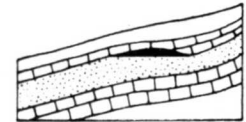
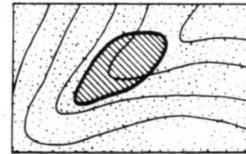


Contornos de la estructura.

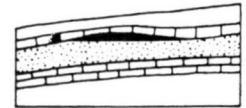
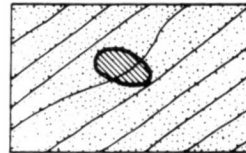


Flujos de los hechos petrolíferos.

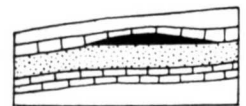
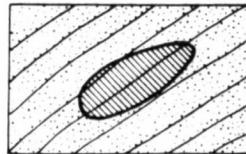
A-II
Ca-II



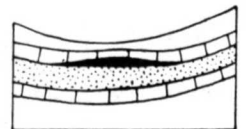
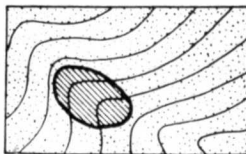
A-III
Ca-III



A-IV
Ca-IV

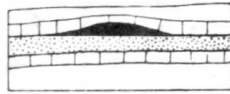
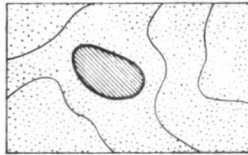


A-V
Ca-V



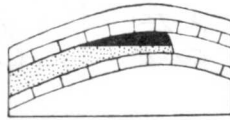
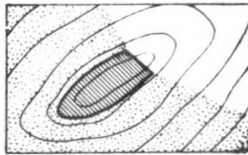
A - VI

Ba - VI



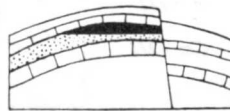
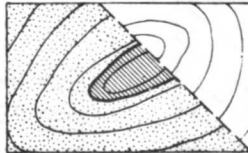
A/B - Ia

A/C - Ia



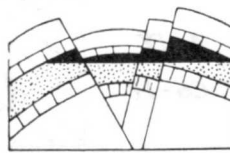
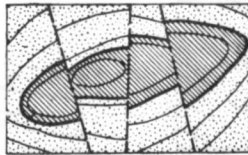
A/F - Ia

A/F - Ia



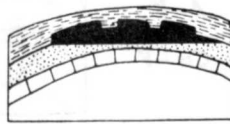
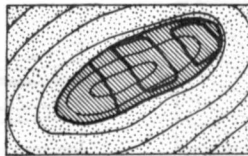
A(F) - Ia

A(F) - Ia



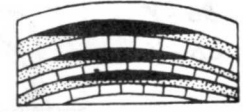
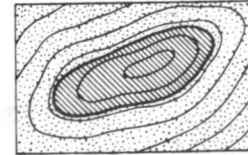
(A+B) - Ia

(A+Cb) - Ia



m(A) - Ia

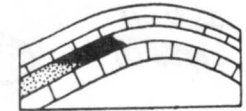
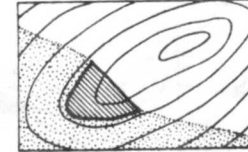
m(A) - Ia



Grupo B.

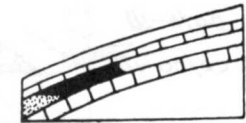
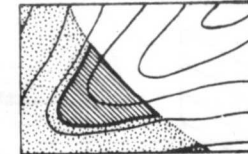
Ba - II/I

cb - II/I



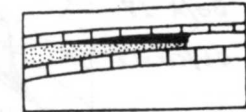
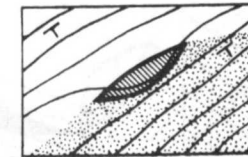
Ba - II

cb - II



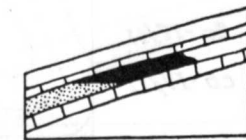
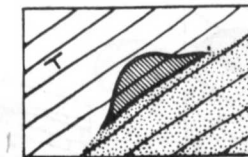
Ba - III

cb - III

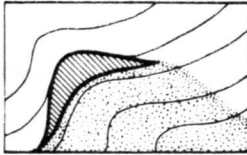


Ba - IV

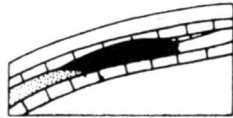
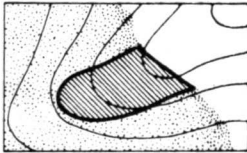
cb - IV



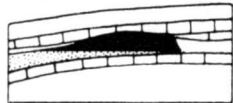
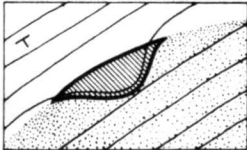
Ba-V
cb-V



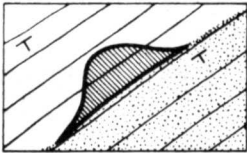
Ba/A-II
cb/ca-II



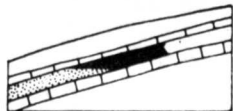
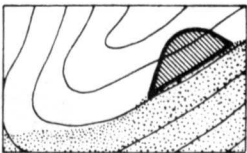
Ba/A-III
cb/ca-III



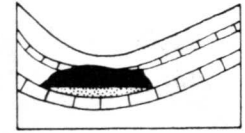
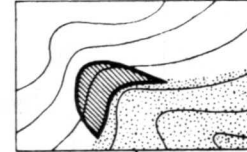
Ba/A-IV
cb/ca-IV



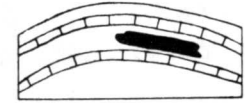
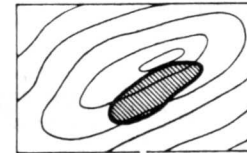
Ba-IV/II
cb-IV/II



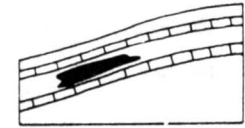
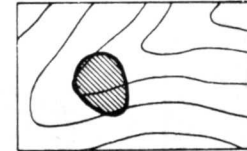
Ba-V
cb-V



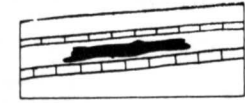
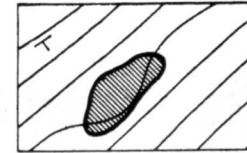
Bb/Ia
Bb/Ia



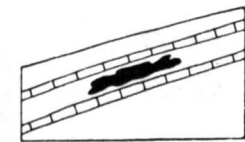
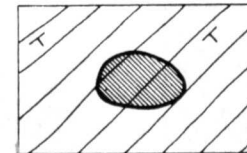
Bb/II
Bb/II



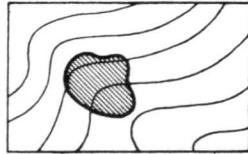
Bb/III
Bb/III



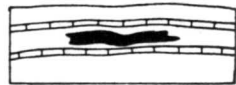
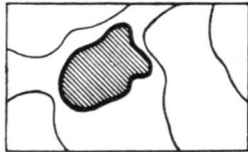
Bb/IV
Bb/IV



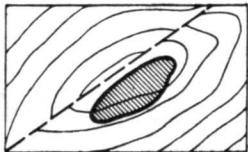
Bb/V
Bb/V



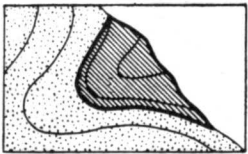
Bb/VI
Bb/VI



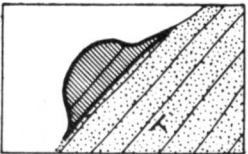
Bc-Ia
Cc-Ia



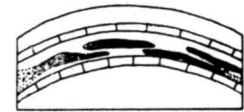
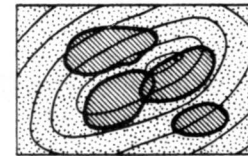
Bd-II
Cd-II



Bd-IV
Cd-IV

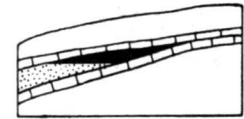
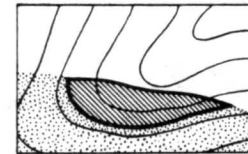


m(B)-Ia
m(A)-Ia

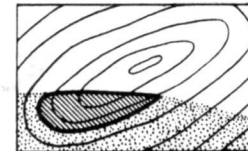


Grupo C.

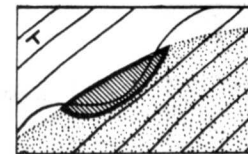
Ca-II
Dc-II



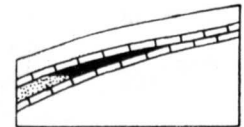
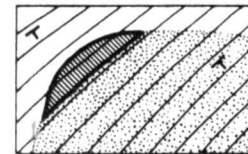
Ca-II/1
Dc-II/1



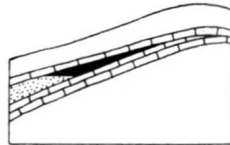
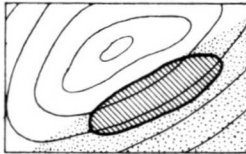
Ca-III
Dc-III



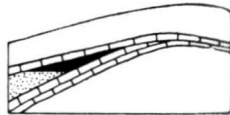
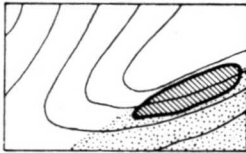
Ca-IV
Dc-IV



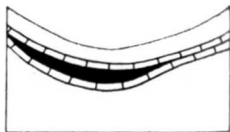
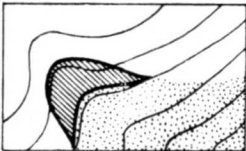
Ca-IV/I
Qc-IV/I



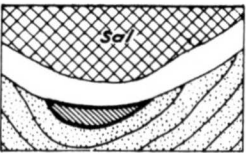
Ca-IV/II
Qc-IV/II



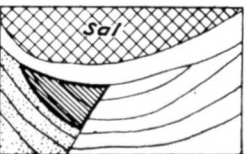
Ca-V
Qc-V



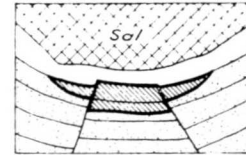
Ca-Is
Qc-Is



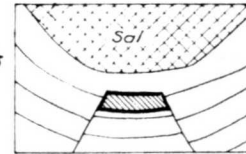
Ca x F-Is
F x Qc-Is



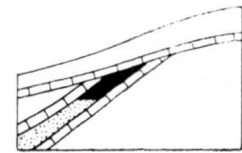
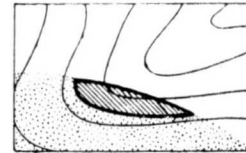
Ca(F)-Is
Qc(F)Is



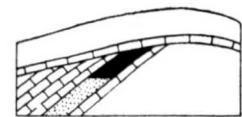
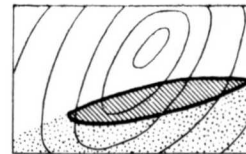
Ca x F x F-Is



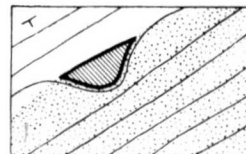
Cb-II
Qa-II



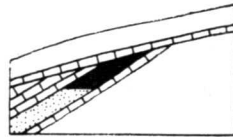
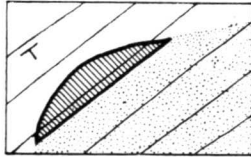
Cb-II/I
Qa-II/I



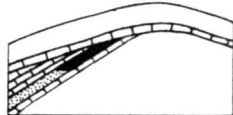
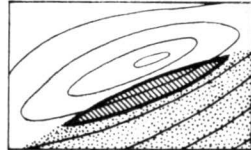
Cb-III
Qa-III



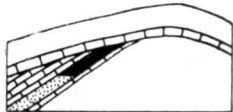
Cb-IV
Da-IV



Cb-IV/Ia
Da-IV/Ia



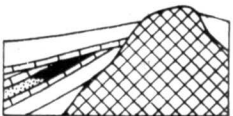
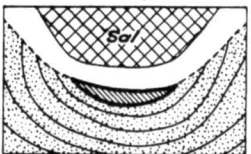
Cb-IV/II
Da-IV/II



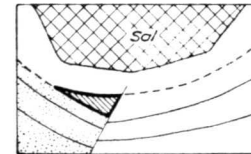
Cb-V
Da-V



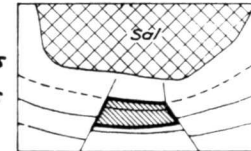
Cb-Ia
Da-Ia



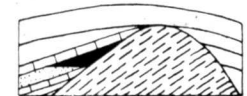
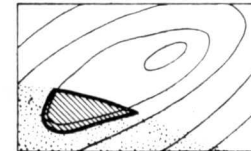
CbxF-Is
DaxF-Is



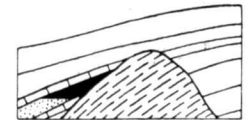
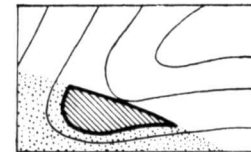
CbxFxF-Is
DaxFxF-Is



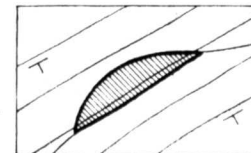
Cc-II/I
Db-II/I



Cc-II
Db-II

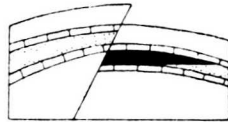
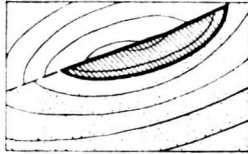


Cc-IV
Db-IV

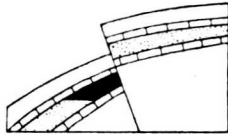
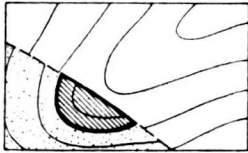


Grupo F.

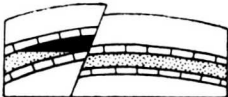
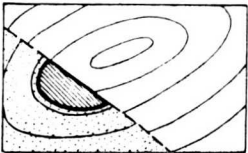
F-Ia
F-Ia



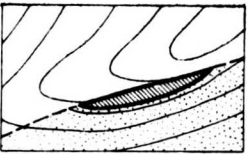
F-II
F-II



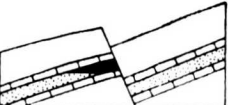
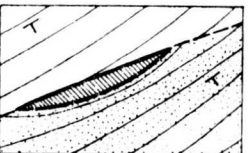
F-II/I
F-II/I



F-IV/II
F-IV/II



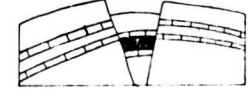
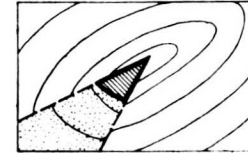
F-IV
F-IV



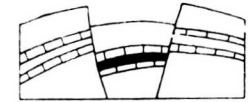
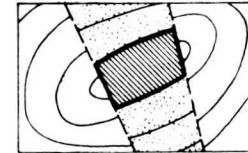
F-III
F-III



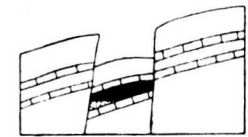
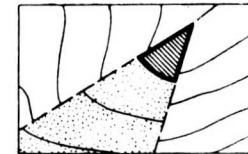
FxF-Ia
FxF-Ia



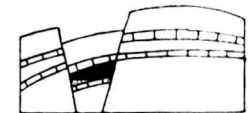
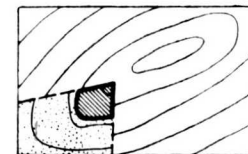
F=F-Ia
F=F-Ia



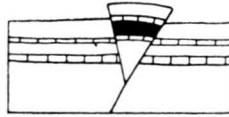
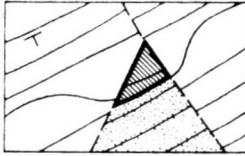
FxF-II
FxF-II



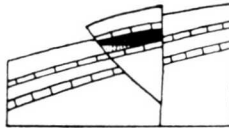
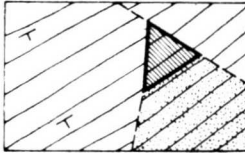
FxF-II/I
FxF-II/I



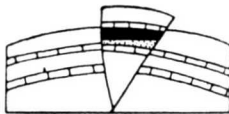
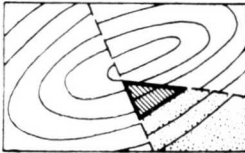
FxF-III
FxF-III



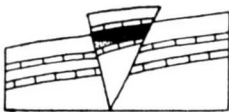
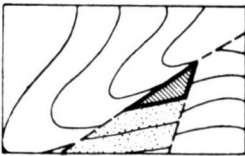
FxF-IV
FxF-IV



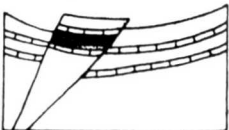
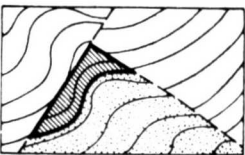
FxF-IV/I
FxF-IV/I



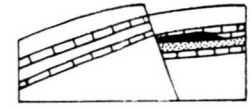
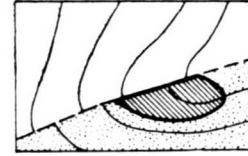
FxF-IV/II
FxF-IV/II



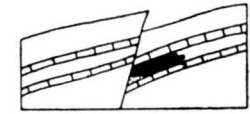
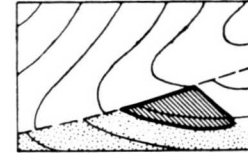
FxF-V
FxF-V



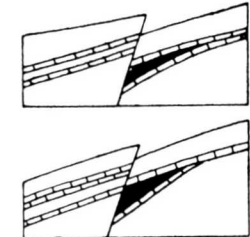
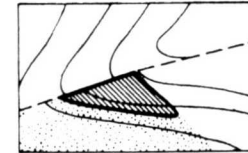
FxA-II
FxC-II



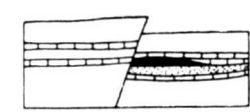
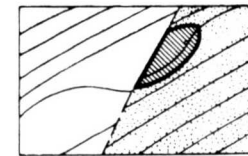
FxBσ-II
FxCb-II



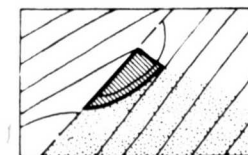
FxC-II
FxD-II



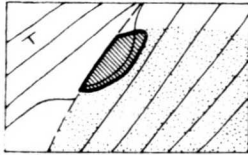
FxA-III
FxCσ-III



FxBσ-III
FxCb-III



FxC-III
FxD-III

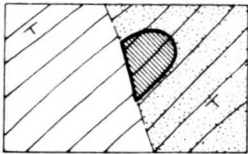


(Ca)

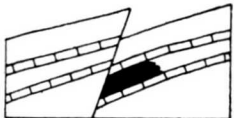
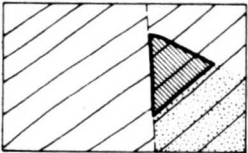


(Cb)

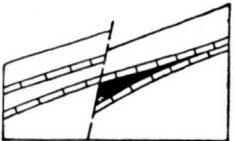
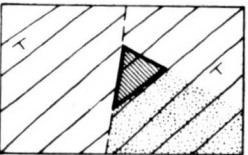
FxA-IV
FxBa-IV



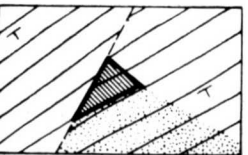
FxBa-IV
FxCb-IV



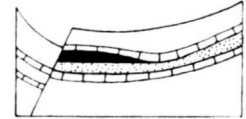
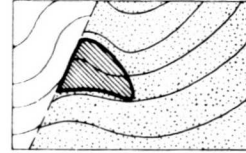
FxCa-IV
FxDc-IV



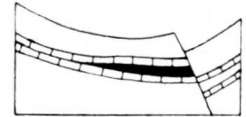
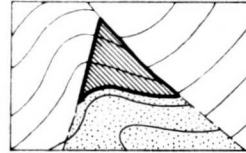
FxCb-IV
FxDa-IV



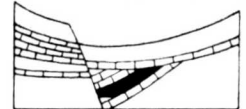
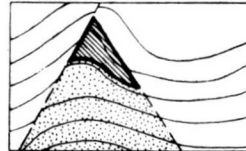
FxA-V
FxBa-V



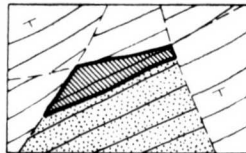
FxB-V
FxDc-V



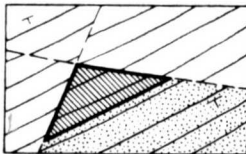
FxC-V
FxDa-V



FxFxF-IV
FxFxF-IV

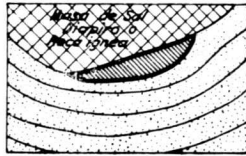


FxF-IV
FxF-IV

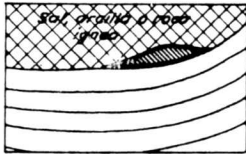


GRUPO 9.

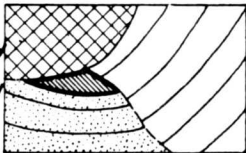
Gc-Is Gc-Id
Ga-Is, Ga-Id



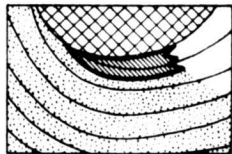
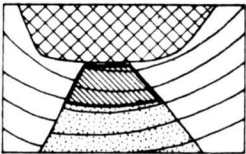
Gn-Is
Gn-Id



GxF-Is, GxF-Id
GfxF-Is, GfxF-Id

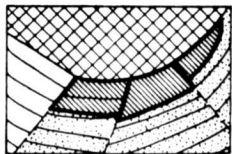
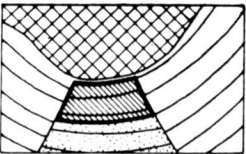


GxFxB-Is, GxFxB-Id
GxFxC-Is GxFxC-Id



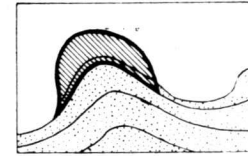
GxB-Is
GxB-Id

GxFxF-Is
GxFxF-Id



G(F)-Is
G(F)-Id

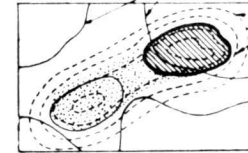
Bd-V
Cd-V



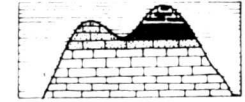
(Arrecifes)

Contornos del recubrimiento

A-VI
Ba-VI

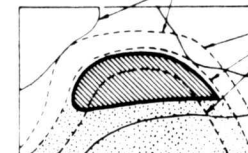


Contornos de la superficie del arrecife

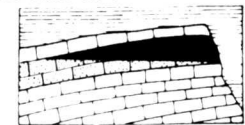


Contornos de la roca del recubrimiento

A-VI
Ba-VI



Contorno de la caliza en masa cavernosa



INDICE GENERAL.

	<u>Páginas</u>
PRÓLOGO, por el Excmo. Sr. D. José García Sñeriz	v
EL PETRÓLEO EN ESPAÑA, por D. Ruperto Sanz (Madrid, 1945)...	1
LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO. TERMINOLOGÍA Y CLASIFICACIÓN (en este trabajo se ha seguido la nomenclatura del geólogo americano Mr. O. Wilhelm, y sus ideas expresadas en su artículo en el «Boletín de la Asociación de Geólogos Petrolíferos», vol. 29, n.º 11), por D. Ruperto Sanz (Madrid, julio, 1946).	179

FE DE ERRATAS

CUADRO II:

En la casilla $Cb - Ia$, falta incluir el yacimiento $A / C - Ia$.

En la casilla $Cc - Ia$, en lugar de $Cc - a$ debe decir $Cc - Ia$.

Los yacimientos $Dc - Is$ y $Dc - Id$ no están situados en las casillas correspondientes.

DIBUJOS:

En la página 49, en el primer esquema, en lugar de $m(A) - Cb$, debe decir $m(Cb) - Ia$.

En las páginas 45 y 46 la letra c se sustituirá por C .

TEXTO:

En la página 38, línea 6.^a, en lugar de Da . Cuando....., debe decir Da , cuando.....