

## ESTUDIO GEOQUÍMICO

DE LOS

# ACEITES MINERALES DE LA "FORMACIÓN PETROLÍFERA"

DE LA REPÚBLICA ARGENTINA Y DE BOLIVIA

POR EL DOCTOR ERNESTO LONGOBARDI  
Químico de la Oficina Química Nacional de Buenos Aires

---

### INTRODUCCIÓN

Hace algunos años (1907), ocupado en un trabajo sobre los petróleos argentinos, tuve oportunidad de examinar dos muestras procedentes del departamento de Orán, provincia de Salta, República Argentina, y una de la provincia del Gran Chaco, Bolivia, en las proximidades de Yacuiba, las que por sus caracteres eran muy semejantes entre sí, pero que se diferenciaban notablemente de las que procedían de las demás zonas petrolíferas argentinas. Esto, unido á la distribución geográfica y relativa proximidad de los puntos en que fueron recogidos dichos petróleos, me condujo á considerarlos como pertenecientes á la misma formación geológica, es decir, la «petrolífera» de Brackebusch, cuya existencia constató este autor en diversas partes del norte de la República Argentina y cuya prolongación en Bolivia sospechó.

Los trabajos geológicos realizados más tarde por el doctor Walther Schiller, en Bolivia, y por el doctor Guido Bonarelli, en la República Argentina, han confirmado mi suposición basada en esa época en simples analogías. Hoy, por los estudios ópticos efectuados por el especialista ruso M. A. Rakusin sobre algunos petróleos de la región, además de los dos trabajos geológicos mencionados, como también por nuevas observaciones propias, se está, á mi modo de ver, en posesión de un material

suficiente para intentar establecer las relaciones geoquímicas de los aceites minerales de esa formación.

Pero antes debo hacer algunas consideraciones generales sobre los criterios adoptados para este estudio.

Casi siempre, los geólogos y los químicos trabajan aisladamente sin preocuparse de ligar sus resultados. Esto conduce, en algunos casos, y en particular cuando se trata del petróleo, á conclusiones parciales que muchas veces no resisten al menor examen crítico.

En otros casos, se comete el error de querer resolver cuestiones de geología, solo con datos suministrados por la química, ó á la inversa; pero si se procediera en los trabajos paralelamente, teniendo á la vista el material aportado por ambas ciencias, sería posible obtener de esa manera los mejores resultados.

Partiendo de estas ideas de correlación y en base á numerosos trabajos realizados por el Comité geológico de San Petersburgo, y suyos propios, Rakusin ha fundado la geoquímica y geomecánica de los petróleos, ramas que se [han mostrado muy fecundas en resultados prácticos.

Una parte de este trabajo está destinado á establecer las relaciones á que me he referido y, al mismo tiempo, á hacer las inducciones que sean posibles sobre el origen de los yacimientos y aun del mismo petróleo de esa formación.

También se tratará de paso, partiendo de los caracteres y datos geológicos de los petróleos superficiales, de la calidad probable del producto existente en la profundidad de los yacimientos que sólo podrá conocerse de una manera segura por el resultado de la exploración por sondeos.

#### PROCEDENCIA DE LAS MUESTRAS

Todas las muestras estudiadas han sido obtenidas juntando el petróleo procedente de las exsudaciones de ciertas rocas que afloran en el lecho de algunas quebradas de la región. Esta operación ha sido facilitada en algunos casos por la excavación de pozos de pequeña profundidad en los que se ha acumulado el producto.

Casi siempre el aceite venía mezclado con agua, proveniente de la que corre por las quebradas en forma de arroyos, ó que surge junto con él en algunos casos <sup>1</sup>.

Los lugares de procedencia son los que siguen :

<sup>1</sup> Los análisis siguientes, efectuados por el señor Nicolás Camus, se refieren á las aguas que venían mezcladas con los petróleos de Desecho Chico (I), de Peima (II) y

Bolivia, provincia del	}	Quebrada del Agua Salada (en la Loma de Ipaguazu).	}	
Gran Chaco (Canton Yacuiba).....		— de Peima		En la sierra de Aguarragüe.
República Argentina,	— de Cuarazuti			
provincia de Salta	— de Aguas Calientes			
(departamento de	— de Iquirá (Aguaray)			
Orán).....	— de Galarce (Tartagal)			
	— de Desecho Chico (en la sierra del Pescado).			

Las muestras de Bolivia me han sido facilitadas por los señores doctor José F. Montellano y Domingo Vico; las de la República Argentina por los señores Francisco Tobar, Francisco Serantes y Clemente Usandivaras.

DATOS GEOLÓGICOS

De los puntos que he mencionado, el doctor Schiller estudió solamente la quebrada de Peima <sup>1</sup>, llegando por analogía al mismo resultado con

de Cuarazuti (III), no habiéndose podido determinar mayor número de datos, debido á la escasez de las mismas :

	Por mil		
	I	II	III
Residuo fijo á 110° C.....	0.3120	0.7750	0.5350
Pérdida al rojo.....	0.0340	0.1630	0.1350
Óxido de calcio.....	0.0920	0.1810	0.1220
— de magnesio.....	0.0315	0.0461	0.0346
— de hierro y aluminio.....	No contiene	No contiene	No contiene
— de manganeso.....	0.0850	vestigios	vestigios
Amoníaco.....	0.0098	0.0594	0.0181
Anhidrido sulfúrico.....	No contiene	No contiene	No contiene
Cloro.....	0.0710	vestigios	vestigios
Nitratos.....	No contiene	No contiene	No contiene
Nitritos.....	No contiene	No contiene	No contiene
Ácido sulfhídrico.....	No contiene	No contiene	No contiene
Anhidrido carbónico libre.....	0.0550	0.3960	0.3740
Anhidrido carbónico de bicarbonatos.....	0.3168	No determin.	No determin.
Dureza total en grados alemanes.....	15.6°	26.8°	19°
Dureza permanente.....	0°	0°	0°

El doctor F. Bade me ha hecho notar que estas aguas tienen de común con las que generalmente surgen con los petróleos, la ausencia de sulfatos; pero que se diferencian notablemente de las mismas por su escasa concentración. Esto último me hace pensar que dichas aguas proceden de infiltraciones, pudiéndose explicar la ausencia de sulfatos porque las rocas de esa formación no contienen yeso.

La muestra del petróleo de Desecho Chico, además del agua, contenía una cierta cantidad de sedimento de naturaleza mineral, cuyo análisis cualitativo demostró estar constituido por arcilla y arena con bastante cantidad de óxidos de hierro, manganeso y calcio, y, en menor proporción, óxidos de titanio y magnesio. No se ha encontrado vanadio.

<sup>1</sup> Véase el trabajo precedente de este autor.

respecto á la quebrada de Cuarazuti. También este autor estudió la quebrada de Macharetí <sup>1</sup>; pero no he podido ocuparme del petróleo que de allí surge por no haber conseguido muestras.

Los demás puntos han sido estudiados por el doctor Bonarelli, y como tendré necesidad de referirme á menudo á sus datos, daré un breve extracto de los que puedan interesar para este trabajo.

Según dicho autor <sup>2</sup>, la antigua « formación petrolífera » de Brackebush, considerada como perteneciente al período cretáceo, puede ahora, basándose en criterios de geognosia estratigráfica, dividirse en cuatro horizontes principales que abarcan buena parte del secundario y terciario inferior y que presentan un espesor total de casi 5000 metros. Estos horizontes son los siguientes, empezando por el más antiguo :

- a) Formación petrolífera ó areniscas inferiores ;
- b) Horizonte calcáreo-dolomítico ;
- c) Areniscas superiores ;
- d) Terciario subandino.

El horizonte a) tiene un espesor de 2500 metros y está constituido por areniscas y conglomerados antiguos ; el b) de 40 metros de espesor, está formado por calizas y dolomias ; el c) por areniscas compactas, espesor 300 metros, y el d) por areniscas blandas, grises ó coloradas, y arcillas arenosas en capas muy regulares, espesor 2000 metros.

Es muy importante para este estudio, la comprobación que ha hecho Bonarelli, de que los manantiales petrolíferos de la región brotan de tres diversos niveles estratigráficos correspondientes á tres diferentes miembros del tramo y de edad muy diferente. Así, las manifestaciones de Peima, Cuarazuti, Aguas Calientes é Iquirá surgen de las areniscas inferiores ; las de Galarce y Desecho Chico de las areniscas superiores y las del Agua Salada yacen en el terciario subandino.

Otro punto muy importante que conviene hacer notar, es la falta de fósiles observada en esos terrenos, tanto por Schiller, como por Bonarelli. Solamente halló este último en un afloramiento del calcáreo-dolomítico en la quebrada de San Francisco, una sección de un pequeño gasterópodo indeterminable ; pero habiendo Brackebusch y Steinmann encontrado muchos fósiles en la formación calcáreo-dolomítica del « sistema de Salta » y de Bolivia meridional respectivamente, Bonarelli se refirió á ellos al discutir sobre la edad geológica del horizonte homónimo de su serie, suponiéndolo contemporáneo á aquella formación.

No obstante la escasez de fósiles en el horizonte calcáreo-dolomítico,

<sup>1</sup> Véase el trabajo precedente de este autor.

<sup>2</sup> *Las sierras del Alto y Aguaraquí y los yacimientos petrolíferos del distrito minero de Tartagal. Anales del Ministerio de Agricultura, Sección geología, minería y mineralogía, tomo VIII, número 4.*

es indudable, por su misma naturaleza, que los organismos han contribuido en gran parte á su formación.

Las sierras de Aguaraquíe y del Pescado y la Loma de Ipaguazu son, tectónicamente consideradas, tres relieves anticlinales en cuyos ejes están situados los manantiales de petróleo.

La ubicación de las manifestaciones superficiales sobre los ejes de los anticlinales, es, según Bonarelli, un hecho constante en la región explorada por él. Esto, unido á la abundancia de tales manifestaciones, lo ha conducido á muy importantes conclusiones prácticas sobre la existencia y ubicación de los verdaderos yacimientos petrolíferos.

De un trecho cupuliforme del anticlinal de Aguaraquíe, que comprende partes casi iguales de los territorios argentino y boliviano, y, como se ha dicho, en las areniscas inferiores, surgen los petróleos de Peima, Cuaraquí, Aguas Calientes é Iquirá, debido probablemente á un *escape normal*, es decir, desde un yacimiento situado en la profundidad de ese mismo anticlinal.

El petróleo de Galarce surge mucho más al sur que los anteriores, pero en el mismo anticlinal, debido según Bonarelli á un *escape longitudinal*<sup>1</sup>, en el sentido de que el petróleo habría llegado desde un yacimiento probablemente secundario y situado en la parte meridional del distrito, fluyendo hacia el norte ó sea longitudinalmente, en el eje mismo del anticlinal, y debajo de unas cuantas capas impermeables de margas arcillosas que cubren dicho eje. Este petróleo, surgiendo de las areniscas superiores, debe haber pasado por largo trecho, antes de llegar á la superficie del terreno, entre las capas del único horizonte fosilífero de la serie, es decir, del calcáreo-dolomítico.

En la sierra del Pescado, situada á la derecha del río Bermejo, y también en las areniscas superiores, surge el petróleo de Desecho Chico, en el eje de un anticlinal muy estrecho y con capas fuertemente inclinadas.

En una condición diferente de los anteriores surge el petróleo del Agua Salada. Allí los manantiales yacen en el terciario subandino y están situados en una parte del anticlinal de Ipaguazu en que las capas son verticales y hasta derribadas en el núcleo del anticlinal mismo. Es debido justamente á la verticalidad de las capas que el petróleo surge, probablemente desde un yacimiento primario, no tanto por filtración á través de ellos, sino fluyendo por los intersticios existentes entre las superficies de estratificación.

<sup>1</sup> Bonarelli clasifica los manantiales de petróleo, teniendo en cuenta su relación con los yacimientos que le originan, en *escapes normales, longitudinales y laterales*. El significado de los dos primeros ha sido dado; en los escapes laterales el petróleo procede de un yacimiento situado en un anticlinal paralelo y contiguo, y habría llegado fluyendo entre las capas y pasado por el sinclinal adyacente.

Se verá al establecer las relaciones geoquímicas, cómo los resultados de los estudios ópticos de los petróleos, están de acuerdo en todo con estos datos geológicos.

PROPIEDADES DE LOS PETRÓLEOS NATURALES

Los aceites minerales de la formación petrolífera, pueden ser divididos por sus caracteres generales, en dos tipos bien definidos. Uno, representado por los petróleos sumamente fluidos, ricos en aceites de iluminación, cuyo olor se nota, y de color que varía desde el amarillo al naranja. El otro tipo está representado por petróleos más densos, con gran contenido en aceites lubricantes; su color es rojo parduzco con fluorescencia verdosa y tienen un olor indefinible, además del característico del petróleo, que muestra tratarse de productos algo alterados.

Á los petróleos de la primera clase pertenecen los de Desecho Chico, Agua Salada y el procedente de la quebrada de Espejos, cerca de Santa Cruz de la Sierra (Bolivia), analizados por el doctor Mourgues <sup>1</sup>. Conozco, de vista solamente, una muestra traída de Lagunillas, provincia de Cordillera, también en Bolivia, por el ingeniero Madgwick, la que por su fluidez me pareció pertenecer también á este tipo, que como se ve, es común en Bolivia.

En la República Argentina son más frecuentes, hasta ahora, los petróleos densos <sup>2</sup>. Á esa clase pertenecen la mayor parte de los que figuran en este trabajo.

DENSIDAD

Las densidades de los petróleos de la región se pueden ver en el siguiente cuadro:

Procedencia	Densidad
Quebrada de Espejos, muestra I <sup>3</sup> .....	0.850 á 17° C.
— de Espejos, muestra II <sup>4</sup> .....	0.750 á 17° C.
— de Agua Salada.....	0.792 á 15° C.
— de Peima.....	0.893 —
— de Cuarazuti.....	0.892 —
— de Aguas Calientes.....	0.911 —
— de Iquira.....	0.922 —
— de Galaree.....	0.908 —
— de Desecho Chico.....	0.847 —

<sup>1</sup> *Actes de la Société scientifique du Chili*, tomo III, 1893. Primera y segunda entrega, página 101.

<sup>2</sup> Siempre bien entendido que se trata de los petróleos superficiales y no de perforación.

<sup>3</sup> y <sup>4</sup> DOCTOR MOURGUES, loc. cit.

La simple inspección de estos datos muestra los dos tipos de que se ha hablado antes; así las densidades que varían de 0,750 á 0,850 corresponden á los petróleos del primer tipo y los que oscilan alrededor de 0,900 pertenecen al segundo.

No se puede, ni intentar siquiera, establecer la relación entre la densidad de los aceites y la profundidad relativa de sus yacimientos, debido á que no se trata de petróleos extraídos directamente de ellos por medio de perforaciones.

Ya se sabe por los trabajos de Rakusin <sup>1</sup> que para los *petróleos correspondientes* de Bakú y otros puntos, existe una relación entre la profundidad y las densidades de los aceites, en el sentido de que á mayor profundidad corresponde un mayor peso específico.

#### DESTILACIÓN FRACCIONADA

Esta operación, que es la más conveniente para dar una idea del valor industrial de los petróleos, ha sido practicada por el método de Engler, obteniéndose los siguientes resultados :

Número	Procedencia	Comienzo de la destilación	Hasta 150° C. Esencias por ciento	Entre 150 y 300° C. Kerosenes por ciento	Sobre 300° C. Residuos por ciento
1	Agua Salada .....	87° C.	12.6	74.2	13.2
2	Peima .....	142° C.	—	32.8	67.2
3	Cuarazuti .....	85° C.	—	50.0	50.0
4	Agua Calientes.....	160° C.	—	32.4	67.6
5	Iqaira .....	235° C.	—	17.0	83.0
6	Galarce.....	195° C.	—	15.5	84.5
7	Desecho Chico.....	83° C.	7.5	60.0	32.5

También estos datos muestran los dos tipos de petróleo citados, pues se ve en los del Agua Salada y Desecho Chico no sólo un contenido grande de kerosene, sino también un contenido en esencias; cosa que no sucede con los otros.

Los residuos de los dos petróleos mencionados tienen consistencia sólida á la temperatura ordinaria, mientras que los otros conservan una consistencia más ó menos fluida. Esta diferencia puede ser debida al dis-

<sup>1</sup> *La teoría de la coloración de los petróleos naturales y sus consecuencias necesarias.* Berlín, 1909.

tinto contenido de ambas clases de petróleo en aceites pesados, que, como se sabe, disuelven las parafinas.

Todos los destilados son fáciles de purificar y los residuos se prestan para la preparación de excelentes aceites lubricantes.

#### OTROS CARACTERES

En el siguiente cuadro se muestran otros caracteres de algunos petróleos de la región:

Procedencia	Peima	Iqira	Galarce
Viscosidad á 35° C.....	4.20	9.72	4.60
Viscosidad á 70° C.....	1.70	2.36	2.40
Punto de inflamación .....	70° C.	90° C.	85° C.
Punto de combustión.....	—	165° C.	160° C.
Poder calorífico, en calorías...	10864	10525	10716
Azufre, por ciento .....	0.07	0.18	—
Asfalto, por ciento .....	—	—	0.2026
Vanadio .....	—	—	Rastros

#### EXAMEN ÓPTICO DE LOS PETRÓLEOS BRUTOS

Este examen ha sido efectuado por Rakusin <sup>1</sup> tan solo sobre los petróleos de Agua Salada, Peima y Galarce; pero á pesar del pequeño número de los petróleos estudiados, los datos obtenidos son sumamente interesantes por tratarse de muestras cuyas condiciones geológicas pueden, como se ha visto, considerarse típicas.

Los resultados obtenidos de dicho examen pueden verse en el siguiente cuadro:

Número	Procedencia	Densidad á 15° C.	Constante de carbonización por ciento	Observaciones
1	Agua Salada .....	0.7892	$k < 75$	Polarimétric. vacío
2	Peima.....	0.8916	$k > \frac{1}{2} < 5/8$	Polarimétric. opaco
3	Galarce (Tartagal).	0.9116	$k > 1$	Polarimétric. semitransparente

Las conclusiones sacadas de estos datos por el autor nombrado son:

<sup>1</sup> a) *Examen óptico de aceites minerales del sur de Bolivia. Revista de la Sociedad físico-química Rusa en la universidad de San Petersburgo. Sección química, tomo XLIII, nú-*

Que siendo el petróleo de Agua Salada parecido á los polariméricamente vacíos y el de Peima, polariméricamente opaco, se tiene en el distrito de Yacuiba una diferenciación muy marcada de las propiedades, por consiguiente, fenómenos de filtración. Basándose particularmente en el dato del doctor Schiller que « el petróleo de Peima procede del banco inferior de conglomerados y ha sido tomado directamente en la superficie (sin perforación) y que, dado su color pardo claro, hay que suponer que ha salido de una profundidad mayor (tal vez de horizontes más antiguos) y ha sido filtrado », Rakusin dedujo que dicho petróleo es un producto fuertemente alterado por los agentes exteriores y que en su origen ha sido polariméricamente vacío.

El petróleo de Tartagal es *polariméricamente* semitransparente, lo que está de acuerdo con la pequeña profundidad de que ha sido extraído.

#### EXAMEN ÓPTICO DE LOS DESTILADOS

En 1909 publiqué el resultado del examen de algunas fracciones de los petróleos de Tartagal y Comodoro Rivadavia á la luz polarizada y su comportamiento en la reacción de la colesterina, de Tschugajeff <sup>4</sup>.

En esa publicación di cuenta que la fracción del petróleo de Tartagal que destila entre 150°C. y 283°C. á una atmósfera, desviaba débilmente á la izquierda ( $-0.5^\circ$ ) la luz polarizada, mientras que todas las fracciones del último petróleo eran dextróginas.

Con respecto á la reacción de Tschugajeff, había obtenido resultado positivo con los destilados del petróleo de Comodoro Rivadavia y negativo con los de Tartagal, atribuyendo este último resultado al hecho de que el petróleo había sido destilado á la presión normal, lo que habría, á mi modo de ver, descompuesto la colesterina contenida en dicho petróleo, cosa que no habría pasado con el de Comodoro Rivadavia cuya destilación había sido ayudada por el empleo del vacío.

Un trabajo posterior de Rakusin mostró, como se verá, la exactitud de mi suposición.

La rotación á la izquierda del petróleo de Tartagal, llamó la atención de Rakusin por tratarse de la tercera excepción, hasta entonces conocida, á la regla general de la rotación á la derecha de la mayoría de los petró-

mero 5, páginas 791-792. Año 1911; b) *Examen óptico de aceites minerales argentinos*. *Ibid.*, páginas 792-793; c) *Polarimetría de los petróleos de la República Argentina y Bolivia*. Comunicación particular. Publicada en los *Anales de la Sociedad científica argentina*, tomo LXXIII, páginas 363-365. Año 1912; d) *Sobre los petróleos del Sur de Bolivia*. *Petroleum*, año VII, número 18, páginas 985-987. 12 de junio de 1912.

<sup>2</sup> *Algunas investigaciones sobre los petróleos argentinos*. (Tesis.) 1909.

leos de la tierra <sup>1</sup>. Repetido el examen por ese autor obtuvo análogo resultado (— 0°4).

También estudió Rakusin los petróleos de Peima y Agua Salada, cuyos resultados se indican á continuación, junto á los de Tartagal :

PETRÓLEO DE PEIMA

Número	Temperatura en grados centígrados	Por ciento en peso	Densidad á + 15° C.	Rotación en tubo de milímetros			Reacción de Tschugajeff
				100	75	50	
1	Hasta 250 á 760 mm.	11.29	0.8318	±0°	—	—	Rosa amarillento
2	125-150 á 7 mm.	11.14	0.8476	—	±0°	—	Rosa obscuro
3	150-200 á 7 mm.	21.08	0.8737	±0°	—	—	Verdescuro
4	200-245 á 7 mm.	16.11	0.8985	—	—	±0°	Rojo pardo
5	Residuo A	—	—	—	—	—	—
6	Pérdidas	—	—	—	—	—	—

El residuo A fué redestilado para ser observado al polarímetro, lo que no pudo hacerse á causa del color rojo sangre intenso de la fracción obtenida.

PETRÓLEO DEL AGUA SALADA

Número	Temperatura en grados centígrados	Por cientos en peso	Densidad á + 15° C.	Rotación en tubo de milímetros			Reacción de Tschugajeff
				50	100	200	
1	Hasta 125	4.54	—	—	—	—	Amarillo pálido
2	125-150	9.42	0.7432	—	—	+0.1°	Ninguna reacción
3	150-200	23.22	0.7653	—	±0°	—	
4	200-250	29.63	0.7916	±0°	—	—	
5	120-130 á 7 mm.	8.08	0.8098	—	—	±0°	Rosa (?)
6	Residuo	23.14	0.8383	—	—	—	—
7	Pérdidas	1.97	—	—	—	—	—
		100.00	—	—	—	—	—

Este petróleo observado directamente al estado bruto, tampoco mostró desviación.

<sup>1</sup> Las otras dos excepciones son los petróleos de Borneo y Java estudiados por Jones y Wootton y Engler respectivamente, en 1907. Posteriormente Engler encontró poder rotatorio levógiro en un destilado del petróleo de Mendoza.

PETRÓLEO DE GALARCE (TARTAGAL)

Número	Temperatura en grados centígrados	Por ciento en peso	Densidad á + 15° C.	Rotación en tubo de milímetros			Reacción de Tschugajeff
				200	100	50	
1	Hasta 250	5.46	—	—	—	> -0.10	Violeta obscuro
2	130-160 á 7 mm.	8.19	0.8726	—	—	-0.10	Rojo violeta
3	160-200 á 7 mm.	14.89	0.8908	—	-0.2°	—	Rojo pardo
4	200-230 á 7 mm.	16.12	0.9075	—	—	—	Rojo anaranjado
5	230-280 á 7 mm.	10.38	0.9140	—	—	+0.1°	Rojo sangre intenso
6	Residuo	44.12	0.9234	—	—	+0.1°	—
7	Pérdidas	0.84					
		100.00					

Las conclusiones de este examen son las siguientes, según dicho autor: El petróleo de la Quebrada del Agua Salada y sus derivados pueden clasificarse de aproximadamente inactivos; los destilados no dan reacciones características con el ácido tricloracético, siendo el primero en observar tal comportamiento.

Lo dicho también puede referirse al petróleo de Peima.

RELACIONES GEOQUÍMICAS DE LOS PETRÓLEOS

El color de los aceites minerales, y en particular los de la « Formación petrolífera », está relacionado con sus condiciones geológicas.

Empezando por los más fluidos y claros, cuyo representante más conocido es el del Agua Salada, diré que por ese carácter muestra ser ó un producto sumamente filtrado ó un petróleo primario. Rakusin, como se ha visto, supuso lo primero, partiendo de la base hipotética de la existencia de terrenos del pampeano en las Lomas de Ipaguazu, los que por estar cubriendo la formación petrolífera, deberían haber sido atravesados, en gran espesor, por el petróleo, filtrándolo, antes de aparecer en la superficie terrestre; pero habiendo Bonarelli observado que esos terrenos no existen allí, sino que el petróleo surge en el terciario subandino, no tanto por filtración, sino debido á la posición vertical de los estratos, hay que aceptar, con este último, que el petróleo del Agua Salada es primario y procedente de gran profundidad.

También el examen óptico de este aceite muestra que es *polarimétricamente vacío* ( $K = 75 \%$ ), dato que está de acuerdo con los caracteres de un petróleo primario.

Pasando al aceite más obscuro de Peima, cuyo examen óptico muestra tratarse de un petróleo *polariméricamente opaco* ( $K > 1/2 < 5/8$ ), se ha visto que Rakusin lo consideró, en base á los datos suministrados por Schiller, como originado por un petróleo polariméricamente vacío que ha sido fuertemente alterado por acción de los agentes exteriores. De ser así, creo probable que ese petróleo originario es del mismo tipo que el del Agua Salada, estableciéndose de esta manera una relación entre este petróleo y el de Peima.

Esto no quiere decir que en Peima haya que profundizar tanto como en el Agua Salada para hallar un yacimiento primario. Ya se sabe por la geología, que en aquella quebrada afloran las capas de areniscas inferiores de las que surgen los manantiales, de manera que faltando todos los horizontes superiores de la serie, que existen en la Loma de Ipagua-zu, el espesor que hay que atravesar para alcanzarlo resulta mucho menor.

No hay que descartar tampoco que el petróleo vacío originario del de Peima, sea procedente de un nivel secundario situado más próximo á la superficie terrestre.

Lo mismo que se ha dicho del petróleo de Peima, puede aplicarse á los de Cuarazuti, Aguas Calientes é Iquira, dadas sus análogas condiciones geológicas; pero no conociéndose aun el resultado de los estudios ópticos que debe haber emprendido Rakusin sobre muestras procedentes de esas localidades que oportunamente le envié, conviene esperarlos antes de generalizar.

En cuanto al petróleo de Galarce (Tartagal), *polariméricamente semi-transparente* ( $K > 1$ ), está por este dato de acuerdo con la interpretación de Bonarelli, que lo da como procedente de un yacimiento secundario, y con la observación del mismo, de que ese petróleo surge de las areniscas superiores.

Se verá pronto la especial diferenciación que ese petróleo ha podido, á mi juicio, sufrir, por el hecho de haber recorrido largo trecho en un horizonte fosilífero, el calcáreo-dolomítico.

Sobre el petróleo de Desecho Chico es difícil mostrar una relación, debido á que faltan estudios ópticos. Sin embargo, por su fluidez y color (naranja claro), podría suponerse que se tratara de un producto de filtración, ó, lo que también sería posible, que procediera de gran profundidad debido á la fuerte inclinación de las capas que forman en ese paraje un anticlinal muy estrecho.

Son de otro orden, como que se refieren al *origen del petróleo* mismo, las deducciones que se pueden hacer del estudio de la actividad óptica de este producto y de sus destilados.

Se sabe que la existencia de poder rotatorio observada en la mayoría de los petróleos de la tierra, ha servido de argumento para inclinar mu-

chas y autorizadas opiniones del lado de las teorías del *origen orgánico* de ese producto natural, es decir, de las que lo consideran como originado por la transformación en el interior de las capas terrestres, mediante la presión y la temperatura, de restos de seres organizados : animales y vegetales, siendo insuficientes las teorías del *origen mineral* para explicar la actividad óptica de los petróleos.

En estos últimos tiempos se ha ampliado la teoría mineral con objeto de hacer explicable la existencia del poder rotatorio de los petróleos, haciendo intervenir algunos factores como la migración de este producto y su acción sobre las rocas adyacentes.

Chardin dice que en las grandes profundidades de la tierra en las que existen las condiciones necesarias, podrían formarse de materias minerales, por ejemplo, de carburos, petróleos ópticamente inactivos, los que empujados por enorme presiones gaseosas á través de las capas superiores, extraerían de los residuos de animales ó vegetales contenidos en ellas, las sustancias ópticamente activas que le confieren esa propiedad <sup>1</sup>.

Esta idea tiene según Rakusin <sup>2</sup> el atractivo de hacer posible la interpretación del *origen mixto* del petróleo partiendo de sustancias pertenecientes á los tres reinos de la naturaleza. Pero Engler, autor de la teoría orgánica, hace á la teoría de Chardin las siguientes observaciones <sup>3</sup> : 1<sup>a</sup> es raro que toda gota de petróleo sea ópticamente activa ; 2<sup>a</sup> que el petróleo aun de yacimiento primario es también ópticamente activo.

He insistido sobre estas ideas porque los resultados del estudio de los aceites minerales de la formación petrolífera levanta, por lo menos en parte, estas objeciones de Engler, haciendo posible la aplicación práctica de la teoría Chardin á este caso especial.

En primer lugar se tiene que los petróleos de Peima y Agua Salada

<sup>1</sup> Á la misma idea de Chardin, aunque no tan precisa, fué conducido al tratar de interpretar los siguientes hechos experimentales y sus deducciones lógicas : Para que la reacción de Tschugajeff tenga lugar con los productos del petróleo de alto punto de ebullición, es necesario destilar con ayuda del vacío para evitar la descomposición de aquella substancia ; de otra manera no se produce, como se ha visto con el petróleo de Tartagal que fraccionado á la presión ordinaria no dió la reacción con el ácido tricoloracético mientras que la dió francamente positiva con los destilados al vacío. Este hecho me llevó á suponer que la colessterina existente en el petróleo no procede en manera alguna de los restos de organismos, que según las teorías correspondientes lo habría originado ; sino que ha sido incorporado á ese producto natural posteriormente á su formación, porque de lo contrario debería haberse descompuesto durante ese proceso por acción del calor. Se explicaría entonces que la colessterina confiriera al petróleo la actividad óptica sin que fuera necesario atribuir un origen orgánico á los hidrocarburos que lo constituyen en su mayor parte.

<sup>2</sup> *La teoría de la coloración de los petróleos naturales y sus consecuencias necesarias.* Berlín, 1909.

<sup>3</sup> *Das Erdoel*, tomo I, página 178.

son inactivos y no dan la reacción de Tschugajeff. Este hecho, que como se ha visto observó por primera vez Rakusin después de estudiar numerosos petróleos procedentes de las diversas partes del mundo, y que, según él, tal vez se aclare por futuras investigaciones sintético-químicas, podría á mi modo de ver, interpretarse aceptando la idea de Chardin y considerando de acuerdo con los datos geológicos, que se trata de petróleos primarios que no han estado en contacto con horizontes ricos en restos de organismos.

En efecto, surgiendo el petróleo de Peima en las areniscas inferiores, no ha podido atravesar, puesto que no existe en ese punto, el horizonte calcáreo-dolomítico, único reconocido fosilífero de la serie. En cuanto al del Agua Salada, si bien surge en el horizonte superior de la serie, el terciario subandino, el hecho de haber pasado entre las superficies de estratificación no le ha permitido enriquecerse en substancias orgánicas del calcáreo-dolomítico.

Sólo el petróleo de Tartagal tiene actividad óptica levógira y esto se explicaría por el hecho de haber pasado largo trecho por el horizonte calcáreo-dolomítico antes de surgir en las areniscas superiores.

Futuras investigaciones permitirán tal vez aclarar este asunto, sobre todo cuando se posea muestras de petróleo tomadas *in situ* por medio de perforaciones, y mayores datos geológicos y químicos. También las perforaciones, mostrarán la verdadera calidad del petróleo existente en los yacimientos; pero sin embargo, por todo lo que se ha visto, no me parece aventurado suponer que los petróleos que se obtengan serán de un tipo que se aproxime al del Agua Salada, es decir, un petróleo liviano apto para la refinación por su contenido en esencias, aceites de iluminación y lubricantes.

Buenos Aires, junio 18 de 1913.