

**Karol Bohdanowicz.**

## Niektóre zagadnienia geologii ropnych złóż.

*(Some problems of petroleum geology).*

Literatura geologiczna z dziedziny ropy wzrasta z niebywałą szybkością; w fachowej prasie we wszystkich niemal językach co raz to zjawiają się nie tylko opisy poszczególnych naftowych pól, lecz również prace bardziej ogólnego charakteru, licznie rozsiane w samych różnorodnych naukowych czasopismach.

Jedne z tych prac, jak przeważnie amerykańskie i częściowo niemieckie, są nacechowane dostateczną ostrożnością w stosunku do uogólnień i wniosków; inne, jak niektóre niemieckie i rosyjskie, wyróżniają się wielką swadą i pewnością siebie swoich autorów. Pierwsze są ciężkie, wymagają one nie przeczytania, lecz przestudiowania; drugie są o wiele lżejsze, ich dogmatyczne twierdzenia zachowują się w pamięci ostro, a ogłaszanie takich tez w coraz to nowych wydawnictwach może wywoływać wrażenie, że mają to być ostatnie słowa nauki i praktyki.

Niniejsze zestawienie różnych materiałów ma za zadanie skierować uwagę geologów na krytyczne ustosunkowanie się do niektórych tez w zagadnieniach naftowych, jeszcze dalekich od rozwiązania i wymagających dalszej współpracy geologów z innymi specjalistami. Zastanówmy się nad kilku takimi zagadnieniami: 1) geneza, t. j. powstanie samej substancji ropy; 2) skały macierzyste substancji ropnej; 3) migracja ropy i jej nagromadzenie w realne złoża; 4) właściwości rop i ich różnicowanie.

Są to raczej wielkie grupy zagadnień, powiązanych ze

sobą i wymagających wspólnego rozważenia, i to ze strony różnych naukowych pracowników, do naftowego inżyniera, oswojonego z prawami mechaniki cieczy włącznie.

## I.

### Geneza substancji ropnej.

Zagadnienie powstania substancji ropnej było zawsze przedmiotem nie tyle geologii, ile chemii i biologii; geologia miała szukać jedynie podstawy do zrozumienia pierwotnego źródła węgla (C) i wodoru (H), stanowiących główne składniki rop. Ostatnie badania fizyko-chemiczne <sup>1)</sup> wykazały, że ropy z różnych złóż zawierają, co prawda niewiele, lecz poddających się ilościowemu obliczeniu, produktów przemiany chlorofilu (w postaci barwników, porfirinów), które nie mogą zachowywać się w warunkach humifikacji roślinnego materiału (jego uwęglenie) i przy temperaturze ponad 200° C. Te fakty bynajmniej nie przesądzają, aby ropa powstawała wyłącznie z materiału roślinnego, lecz mogą być uważane za nowy bezpośredni dowód, że ropa jest produktem przetworzenia materiału organicznego. Trudno sobie wyobrazić (R a d z i s z e w s k i, E n g l e r) proces takiego przetworzenia, przynajmniej w pierwszych jego fazach, bez udziału drobnoustrojów. Bezpośrednim, znanym do dziś, utworzeniem węglowodoru w wyniku bakteryjnego procesu jest tylko wydzielenie z roślinnego materiału CH<sub>4</sub>. Wiemy natomiast, że drobnoustroje mogą niszczyć ropę i bituminy, prowadząc redukcję pozostałych w niej utlenionych związków do stanu CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O <sup>2)</sup>.

Takie niszczenie ropy można stwierdzić w jej kontakcie z wodą, posiadającą bakterie; granice możliwej głębokości, w jakiej można oczekiwać takich procesów, nie są nam znane.

<sup>1)</sup> A. T r e i b s, Pflanzensubstanz als Muttersubstanz des Erdöles. Brennstoff-Geologie, 10 Heft, 1935. Literatura.

<sup>2)</sup> H. E. H a m m a r, Relation of micro-organisms to generation of petroleum. Problems of Petroleum Geology. Am. Ass. of Petr. Geol., 1934. Literatura.

A. M c. C o y a. R. K e y t e, Pres. interpret. of the structur. Theory for oil and gas migration and accumul. Probl. of Petr. Geol., Tulsa 1934, str. 261—268.

Najbardziej przekonującym zjawiskiem rozkładu bituminów jest odrodzenie się z czasem gleby, zniszczonej doszczętnie wylewami ropy i produktów jej utlenienia (asfalt, kir).

Amerykanie pierwsi zwrócili uwagę<sup>1)</sup>, że w wodach ropnych złóż są anaerobowe bakterie, redukujące w złożu roztwory siarczane; następnie rosyjscy badacze stwierdzili bakterie w wodach towarzyszących ropie z szybów na półwyspie Apszerońskim, w Grozным, Majkopie i inn.<sup>2)</sup>. Pierwsza z wymienionych niżej rosyjskich autorek miała na celu przede wszystkim ustalenie, czy w ropie otrzymywanej z głębokości znajdują się organizmy, zdolne do wytwarzania fermentacji celulozy i białek. Istotnie w ropach i wodach z szybów stwierdzono różnorodne grupy bakterii, a zwłaszcza redukujących siarczany i związki azotowe, oraz wzbudzające fermentację metanową kwasów tłuszczowych i rozkład celulozy. We wszystkich zbadanych złożach stwierdzono fermenty desulfuryzujące i denitryfikujące; natomiast w jednych złożach (Bakińskie) przeważają bakterie fermentacji białkowej, w innych (Naftalan) fermenty celulozy, a w trzecich (Grozny) — występują obie grupy. Można byłoby wyciągnąć stąd wątpliwy wniosek, że pierwotna organiczna substancja złóż Bakińskich musiałaby pochodzić z materiału zwierzęcego, dla złoża Naftalanu — z materiału roślinnego, a w złożach Groznego — z obydwu grup materiału. Te badania stwierdzają tylko, że mikroflora może żyć na głębokościach bardzo znacznych, lecz nie wiemy, czy ta flora ma być endemiczną i zabytkową, czy tylko przypadkową dla tych poziomów, z których została wydobyta. G i n s b u r g nie wypowiedziała żadnych przypuszczeń o znaczeniu tych faktów dla genezy ropy, a jedynie przytoczyła zdanie V e r n a d z k i e g o<sup>3)</sup>: „Odkry-

---

1) E. B a s t i n and Fr. G r e e r, Add. Data on Sulphate-Reducing Bacteria in Soils and Waters of Illinois Oil Fields. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., 1926, 12 i 1930, 2.

2) G i n s b u r g-K a r a g i t s c h e w a, Probleme der Petroleum-Microbiologie. Bull. Soc. Natur. de Moscou. Nouv. ser. XLI, 1933 i Bull. Am. Ass. Petr. Geol. 1933, 1.

D o r a W o l a n s k y, Beiträge zur Frage der Erdölmuttersubstanz. Brennstoff-Geologie, X, 1935.

3) V e r n a d z k i, Zarys geochemji, 1927, w jęz. ros. W swoim dziele późniejszym „La Biosphère“, Paris 1929, str. 154, V e r n a d z k i nie idzie jednak tak daleko.

cie bakterij w głębokich ropnych szybach zmienia nasze poglądy na genezę ropy. Możliwie, że za sprawą życia anaerobowego powstaje ropa, i jest to proces podstawowy w granicach biosfery“. Nieco później te same fakty, jak zaraz zobaczymy, były ogłoszone przez innych za rewelacyjne.

Badanie iłó w, zebranych ostatnio z różnych głębokości dna Morza Czarnego, wykazało w nich obecność związków bitumicznych o przyrodzie węglowodorów czasem na w pól stałych; ilość tych związków wynosi do 10% całej ilości organicznej materii, zawartej w takich iłach <sup>1)</sup>, więc znacznie więcej, niż według znanych badań T r a s k a i H a m m a r a (1,8—4%); osady na większych głębokościach (1920 m, 1861 m) są bogatsze w organiczną materię i w związki bitumiczne. W tych samych iłach stwierdzono obecność różnorodnej mikroflory, redukującej siarczany i rozkładającej celulozę, tłuszcze i białka; autorki przychodzą do wniosku, że biochemiczne procesy, wywołane przez bakterie w szarych i wapiennych iłach głębokich części dna Czarnego Morza, żywo przypominają reakcje wywołane działalnością bakterii złóż ropnych (desulfuryzacja i denitryfikacja) i można przypuszczać bliskie pokrewieństwo samych bakterii, przypuszczalnie anaerobowych. Prof. A r c h a n g e l s k i <sup>2)</sup> (geolog) ogłosił, że naukowa ekspedycja okrętu „Pierwszy Maj“ otrzymała ze szczelin, powstałych wskutek osuwisk na dnie morza, oleistą substancję żółtej barwy; w innych próbkach stwierdzono bezbarwną substancję podobną do wazeliny; obie są rozpuszczalne w eterze, lecz bliższe zbadanie było niemożliwe z powodu za małej ich ilości. W r. 1935 p. D o r a W o l a n s k y (l. c. str. 174) i dr K r e j c i - G r a f <sup>3)</sup> ogłaszają te fakty, jako dalsze potwierdzenie poglądu prof. A r c h a n g i e l s k i e g o, że geneza płynnej ropy jest procesem wyłącznie biochemicznym; K r e j c i - G r a f uważa, że substancje podobne do wazeliny i oleiste, zbadane przez A r c h a n g i e l s k i e g o, mogą to być stadia przejściowe do płynnej ropy.

---

1) T. G i n s b u r g - K a r a g i t s c h e w a und K. R a d i o n o w a, Beitrag zur Kenntnis der im Tiefseeschlamm stattfindenden biochemischen Prozesse. Zur Frage der Erdölbildung. Petroleum, 1936, Nr. 37.

2) N i e f t j a n o i e C h o z i a j s t w o, 1929, 791.

3) K a r l K r e j c i - G r a f, Erdöl. Verständliche Wissenschaft, Julius Springer, Berlin, 1936, str. 102.

Na dowód biochemicznych procesów powstawania ropnej substancji zwykle, nawet w podręcznikach naftowych, przytaczają wyniki znanych doświadczeń *Mc Kenzie T aylor a*<sup>1)</sup>. Ten badacz zwrócił uwagę, że pewne chemiczne właściwości skał, zawierających organiczne osady — węgla i ropy, muszą mieć wpływ na kierunek przetworzenia organicznej materii, zawartej w takich osadach. Dowiódł on, że sodowe iły (z większą zawartością Na) charakteryzują osady morskie, a wapienne — osady słodkowodne. Jeżeli wapienne iły ulegają działaniu solanki, następuje wymiana zasad; jeżeli taka glina dostanie się w stanie zawiesiny do wody słonej, to w osadzie powstają iły sodowe. Przy działaniu słodkiej wody na iły sodowe następuje ich hydroliza (rozdzielenie soli na wolne zasady i kwas), przechodzą one w stan alkaliczny, co prowadzi do ich deflokacji, czyli do stanu koloidalnego; takie iły są nieprzepuszczające dla płynów i gazów. Procesy bakteryjne w masie hydrolizowanego sodowego osadu wskutek tego mogą być tylko anaerobowe; w alkalicznym środowisku takiego osadu, kwaśne produkty rozkładu materii organicznej ulegają neutralizacji, niema nagromadzenia trujących produktów (toksyn), proces bakteryjny może postępować dalej, a gazy wydzielające się muszą się nagromadzać pod stale wzrastającym ciśnieniem. W iłach wapiennych w obecności słodkiej wody następuje ich flokacja, t. j. połączenie iłów w grudki, więc pozostają one przepuszczalne dla gazu i płynów i warunki środowiska nie są odpowiednie dla procesów anaerobowych. Bezpośrednie doświadczenie *T aylor a* z kulturami bakterij pokazały, że cukier i krochmal pod osadem sodowego iłu ulegają fermentacji w metan, celuloza rozkłada się w produkty gazowe, liście i lignina przetwarzają się do stanu na wpół płynnego, kwaśny torf rozkłada się, a humus jego, jako rozpuszczalny w alkaliach, usuwa się całkowicie i t. d. Te i inne doświadczenia *T aylor a* mogą prowadzić tylko do wniosku, że chemiczny skład środowiska świeżych osadów morskich i słodkowodnych, oraz zmiana (base Exchange, Basenaustausch) ich składu w czasie diage-

---

<sup>1)</sup> *T aylor*, The bearing of base Exchange on the genesis of Petroleum. Inst. Petr. Technol., 1928, 20 i 14, 825—840. O tych badaniach patrz *B o h d a n o w i c z*, Przegl. Górniczo-Hutn., 1931, N 7—8, str. 443—444.

nezy, nawet później, mogą wywierać wpływ na procesy rozkładu organicznej materii, lecz nie wiemy ostatecznie, czy te procesy były chemiczne, lub bakteryjne (biochemiczne) i jaka była rola procesów katalitycznych.

Warto przypomnieć, że według zdania doświadczonych chemików <sup>1)</sup> wnioski z badań T a y l o r a nie przeczą olbrzymiej roli chemicznych reakcyj w czasie utworzenia się węgla, dodamy od siebie, rop. Doświadczenia T a y l o r a dowodzą głównie tego, że zmiana chemicznych właściwości środowiska, w którym następuje rozkład i przetworzenie organicznego materiału, zwłaszcza roślinnego, może zmienić kierunek procesu.

Co zaś do roli biochemicznych czynników w powstaniu płynnej ropy, to nic nowego nie dają ni doświadczenia T a y l o r a, ni rzekomo „rewelacyjne“ odkrycia rosyjskich badaczy (A r c h a n g i e l s k i). Jedno jest pewne, że w osadach jak jeziornych (słodkowodnych)<sup>2)</sup>, tak i morskich <sup>3)</sup> nie stwierdzono płynnej ropy; musi ona powstać raczej później.

Procesy aerobowe i anaerobowe są tylko przygotowawcze do następnego utworzenia się płynnej ropy. Jedne drobno-ustroje w warunkach utleniających (aerobowych) mogą przetwarzać węglowodory w proste związki CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O. Działalność innych (anaerobowych) w warunkach bez tlenu może prowadzić do procesów redukcji, przez zużycie O i N organicznej materii, i również utlenienia, przy czym źródłem energii dla przemiany żywej materii (metabolizm) może być utlenienie węgla w CO<sub>2</sub>, a źródłem tlenu mogą być złożone związki azotowe, siarczane, fosfatowe i inne utlenione nieorganiczne składniki ropy (Probl. of Petr. Geol., str. 261—268).

Procesy biochemiczne przetwarzają organiczny materiał w warunkach redukujących w mieszaninę związków nienasyconych, które łatwiej ulegają dalszemu przetworzeniu, lecz jak posuwa się ten proces i działalnością jakich czynników —

---

<sup>1)</sup> G. S t a d n i k o f f, Die Entstehung von Kohle und Erdöl. Brennstoff-Geologie, 5—6 Heft, 1930, str. 193.

<sup>2)</sup> E. W a s m u n d, Die Bildung der anabituinösen Leichenwachs unter Wasser. Brennstoff-Geologie, X, 1935, Literatura.

<sup>3)</sup> P. D. T r a s k, Deposition of organic Matter in recent sediments. Probl. of Petr.-Geology.

nie wiemy. Można tylko przypuszczać<sup>1)</sup>, że w tej mieszaninie jedne substancje ulegają polimeryzacji, inne reagują na siebie wzajemnie i ostatecznie musi nastąpić pewna chemiczna równowaga; powstaje przypuszczalna „pierwotna ropa“ (Urerddöl S t a d n i k o w a, Urbitumina innych autorów, Anabitumen E n g l e r a), z domieszką mineralnych składników, jak sole i drobny ilasty okruchowy materiał. Związki nienasycone tego przejściowego stadium mogą ulegać dalszej polimeryzacji w związki grupy nasyconych (polibituminy E n g l e r a); ten proces wymaga dla swego zakończenia do stanu płynnej ropy hydrogenizacji, np. przez H powstający w tymże osadzie według myśli Z a ł o z i e c k i e g o (1891), lub przez H dostarczany z głębi według hipotezy S t a d n i k o w a (1930), lub przez CH<sub>4</sub> przy udziale katalizatorów według K r e j c i - G r a f a (Erdöl, 1936, str. 128). Przed wytłumaczeniem „diagenezy“ hipotetycznej „pierwotnej ropy“ w płynną realną ropę stoimy na razie bezradni w otoczeniu różnorodnych hipotez. Oprócz działalności bakteryjnej musi odgrywać znaczną rolę zdolność białek do hydrolizy, tworzenia koloidów i ich koagulacji. Obecność mineralnych składników w mieszaninie pierwotnych związków może prowadzić do reakcyj katalitycznych, usposabiać do hydrolizy i chemicznych reakcyj wymiany zasad.

Ocena roli czynników metamorfizmu (statycznego i dynamicznego) w genezie ropy jest równie trudna, jak i roli biochemicznych procesów. Obecność w ropach substancyj chlorofilowych wyklucza w każdym razie możliwość temperatury ponad + 200° C pod wpływem czynników metamorficznych jak temperatura i ciśnienie, które właściwie są tylko jednym z czynników geologicznych, kształtujących właściwości rop<sup>2)</sup>.

## II.

### Skąły macierzyste.

Zagadnienia pochodzenia ropy wysuwają z punktu widzenia mikrobiologii pytania, w jakim środowisku sedymentacyjnym mogą być warunki najbardziej pomyślne do bio-

<sup>1)</sup> S t a d n i k o f f, l. c. str. 240—245.

<sup>2)</sup> W. T. T h o m, Present Status of the Carbon-ratio theory. Probl. of Petr. Geol., str. 90, Literatura.

chemicznych procesów przetworzenia organicznego materiału i jakie warunki sedymentacji są najbardziej odpowiednie do znacznego nagromadzenia takiego materiału; z punktu widzenia geologii powstaje pytanie, jakie utwory w każdym przekroju, zawierającym ropne poziomy, można uważać za prawdopodobne źródło pierwotnego organicznego materiału. Praktyka geologiczna uczy, że ropa i gazy tworzą złoża w skałach, „zbiornikach“, które nie zawsze, a według opinii innych geologów — bardzo rzadko, mogą być uważane za bezpośrednie miejsce powstania substancji ropnej. Drogą do rozwiązania tych pytań jest badanie osadów dzisiejszych i na wespół kopalnych i porównawcze badanie z nimi utworów geologicznych, aby ustalić te skały, które mogłyby być najbardziej odpowiednim środowiskiem do zachowania organicznego materiału w czasie sedymentacji i do dalszego procesu diagenetycznego przetworzenia tego materiału. Te wszystkie zagadnienia ujmują w pojęciu „skał macierzystych substancji ropnej“ (Source beds, Muttergesteine, roche-mère).

Dla częściowego zachowania organicznego materiału w osadach i dalszego jego przetworzenia konieczne są warunki nie utleniające, ale redukujące, więc odpowiednie do rozwoju anaerobowych drobnoustrojów; takie warunki mogą być tylko w wodach spokojnych, nieulegających przewietrzaniu, lub wręcz zatrutych obecnością np. siarkowodoru.

Odpowiednimi osadami mogą być ilowate gliniaste, lub iły wapienne i margliste, nieco piaszczyste nawet, lecz bez życia przydenne (bentosu). W piaskach i żwirach, osadzanych w strefie około brzegów lądu, lub na wapieniach rafowych (korale, mszywioly, ostrygi), otoczonych wodami słodzimi, w warunkach utleniających i pełnych życia przydenne, materiał organiczny nie zachowuje się, ulegając pełnemu zniszczeniu.

Osadom pierwszego typu odpowiadają wśród utworów geologicznych najbardziej łupki i cienko warstwowane ilaste skały, często krzemionkowe lub margliste i zawierające kompleks związków polibitumicznych w stanie stałym, nazywany „kerogen“. Ta substancja, według jednych badaczy, jest źródłem ropy i gazu, otrzymywanych przez rozkład takich bitumicznych łupków; nie jest to słusznym, bo ropne związki i gaz otrzymuje się przez suchą destylację (pirogenezę) nie tylko



kerogenu, lecz również ze szczątków organicznych, jak wodorosty i spory, zawartych w takich łupkach<sup>1)</sup>. Drudzy przyjmują kerogen za pozostałość po przetworzeniu pierwotnej organicznej materii w płynne i gazowe węglowodory, następnie wyciśnięte z takiej macierzystej skały; наконец trzeci uważają kerogen za pozostałość po dalszym rozkładzie gotowych, płynnych węglowodorów t. j. ropy. Opinia druga jest najbardziej prawdopodobna; materiał organiczny bardziej odporny przetworzeniu, jak tłuszcze, smoły i woski, znajduje się w osadach wraz z innym, jak białka i węglowodany, mniej odpornym, dającym płynne węglowodory; inaczej mówiąc, płynna ropa i gazy z jednej strony i kerogen, t. j. stałe bituminy, z drugiej są utworami równoległymi w wyniku jednego procesu. Ta myśl znajduje się już w koncepcjach *Englera*, który dopuszczał utworzenie się płynnych i gazowych węglowodorów (ekgonobituminy) bezpośrednio z pierwotnego materiału (protobitumin) bez przejściowych stadii (anabituminy i polibituminy).

Spostrzeżeń nad nagromadzeniem i zachowaniem organicznego materiału w różnych warunkach sedymentacyjnego środowiska dostarcza nowoczesna limnologia i hydrobiologia. Geologowie muszą oswoić się z nową terminologią osadów dzisiejszych.

*Wasmund*<sup>2)</sup> i inni nazywają materiał z rozpadu makroflory, materiał chemicznie jeszcze nie zmieniony (protobituminy *R. Potonié*), szwedzkim terminem „Förna“, a materiał po rozpadzie mikroflory, przeważnie planktonu — terminem „Aevja“. *Wasmund* i *Krejci-Graf* określają tymi terminami pojęcia o wspólnym nagromadzeniu (thanatocönologische Begriffe); im odpowiadają chemiczne pojęcia „trwałych“ i „nietrzymałych“ (Stabil — i Labilprotobitumina) protobituminów. Förna i Aevja są to produkty późniejszego rozpadu, zachowujące jeszcze komórkową budowę i nietknięte przez nekrobiozę, t. j. obmieranie tkanek pod działalnością bakteryjnych czynników. Według *Wasmunda* i *R. Potonié* ściśle limnologiczne badania mają zna-

1) *T. Stadnichenko* and *D. White*, Microthermal Studies of some „Mother Rocks“ of Petroleum. Bull. Am. Ass. Petr. Geol. 1927, 7 i 1931, 2.

2) *E. Wasmund*. l. c.

czenie metodologiczne dla ustalenia warunków środowiska powstawania różnych osadów, chociażby właśnie ropne osady były przeważnie, jeżeli nie zawsze, morskimi osadami. Według ich zdania, nie badanie dowolnego organicznego osadu, jak to miał robić T r a s k, może mieć widoki na powodzenie w zagadnieniach nieznaney nam drogi od żywej materii do ropy, lecz właśnie badanie stosunków wszystkich możliwych pierwotnych materiałów na odpowiedniej sedymentacyjnej przestrzeni.

Jedną z takich grup osadów są brzeżne osady w duńskich fiordach i tak zwanego Wattenmeer, t. j. strefy mieliznowej wzdłuż holenderskich i niemieckich brzegów Północnego Morza pomiędzy linią przyływu i odpływu wody. Dla tych osadów wprowadza się nazwę „Gyttja“; są to osady bogate w organiczny materiał, ulegający bakterialnie około powierzchni utlenieniu, a w głębszych warstwach redukcji; znaczna część tego materiału ulega przetworzeniu wskutek przejścia przez narządy żołądkowe różnorodnej fauny, jak robaki (*Arenicola*), raczki (*Corophium*), muszli (*Littorina*). Te łożadne formy nie zużywają całej organicznej zawartości iłu, i część jej pozostaje w znacznych nagromadzeniach odpadków (koprolitów), nazywanych „Kot“ (Wurm-Kot i innych). Organiczne osady tego „koprogenicznego“ typu są rozpowszechnione nie tylko w strefie Wattenmeer, lecz również w innych zacisznych częściach morza, fiordach, limanach. Zależnie od wielkości ziarna nieorganicznego materiału, osadzanego jednocześnie z organicznym, odróżniają gitjowe iły (Gyttjaton), piaski (Sandgyttja) lub w wypadku nagromadzenia alg — Algengyttja, np. kukensyt Estonii wśród geologicznych utworów. Warunkiem utworzenia się osadów tego typu jest dostarczenie znacznej ilości organicznego materiału w wody zaciszne i zawierające tlen tylko około powierzchni. Osady tego typu są przeważnie słonowatowodne (brackische) lub jeziorne. Zwykle są one zabarwione na czarno, a około powierzchni na brunatno.

Innym typem osadów jest ił zgniły, czyli sapropel (Faulschlamm), osad organiczny ulegający tylko redukcji i tylko pod wpływem procesu bakterialnego, więc przy zupełnym wyłączeniu tlenu z powierzchni i jakiegokolwiek przewietrzania głębszych części wody; ten osad jest zwykły w jezio-

rach, i był opisany pierwszy raz przez H. P o t o n i é jako środowisko bituminizacji, w odróżnieniu od osadów w warunkach niepełnego utlenienia, jako środowiska humifikacji.

Badanie osadów Czarnego Morza pokazały już przed czterdziestu laty (N. A n d r u s o w i inni), że osady w głębszych częściach tego morza znajdują się pod pokrywą warstwy (miąższości od 50 do 2000 m) wody zatruwającej tam siarkowodorem życie organiczne; w tym osadzie nie ma życia przydatnego (bentosu), a nagromadzają się tylko resztki zwierzęcego i roślinnego planktonu z powierzchni morza i częściowo form swobodnie pływających (nekton), jak ryby i inne; te resztki są tylko słabo zmienione przez utlenienie w górnej, nieznacznej miąższości, strefie około powierzchni wody.

Za geologiczny analog czarnych (od obecności FeS i FeS<sub>2</sub>) osadów na dnie Czarnego Morza były uznane czarne łupki mansfeldzkie <sup>1)</sup> oraz inne bitumiczne łupki, np. łupki majkopskie na Kaukazie, łupki serii menilitowej w Karpatach polskich, łupki z Cornu w Rumunii i inne.

Ostatnie głębokowodne badania Czarnego Morza zebrały obfity materiał osadów w ich normalnym następstwie; materiał był częściowo zbadany geologicznie i chemicznie <sup>2)</sup>; okazy tych próbek znajdują się w niektórych oceanologicznych muzeach Zach. Europy, lecz niestety główny materiał, nawet z liczby zbadanych próbek, został, zdaje się, zniszczony z braku miejsca jego zachowania.

D. W o l a n s k y (l. c., 1935) podaje, że w częściach morza poza wpływem brzeżnych stref powstają ility wapienne, diatomeowe i sapropelowe, nie zawierające szczątków bentosu, a tylko formy planktonu i nektonu. Pierwszy rozkład materiału następuje pod wpływem działalności gazów i katalizatorów, jak FeS<sub>2</sub>, FeO i SO<sub>2</sub>, znajdujących się w strefie wody zatrutej przez H<sub>2</sub>S. Działalność desulfuryzujących i denitryfikujących bakterii prowadzi do obfitego wydzielenia H<sub>2</sub>S, N, NH<sub>3</sub> i H.

„Następna przemiana organicznej materii do stanu węglowodorów typu ropnego wynika z działalności bakteryj, któ-

---

<sup>1)</sup> P o m p e c k j, Das Meer des Kupferschiefers. Branca-Festschrift, 1914.

<sup>2)</sup> A. A r c h a n g e l s k i, On the Black Sea Sediments. Bull. Soc. natur. Moscou, nouv. sér. 35, 1927 i to samo w innych czasopismach.

rych istnienie udowodniła najnowszymi badaniami (1933) Ginsburg - Karagitschewa" — pisze D. Wolansky. Dalej przytacza ona wyniki prac Ginsburg z roku 1924 i niektórych amerykańskich autorów, więc nie może być wątpliwości, że wzmianka o r. 1933 odnosi się właśnie do wspomnianych już prac Ginsburg.

Mamy więc przykład tworzenia „rewelacyjnych“ wniosków na faktach niemających tego znaczenia, jakie im się chce nadać.

Według Archangielskiego, istnieje wielka zgodność pomiędzy dzisiejszymi osadami na dnie Czarnego Morza i ropnymi seriami trzeciorzędu na obszarze Groznego; zgodność wyraża się w chemicznym i petrograficznym składzie osadów i w ich faunistycznym wykształceniu (szczątki planktonu i nektonu).

Ropne miocenijskie pokłady Groznego, spiralisowe i ze Spaniodontella, należą do prowincji Euksyńskiej (Czarnego Morza); są to przewarstwienia piasków, czasem piaskowców, z gliniastymi łupkami, ilami i marglami; łupki i ily są zabarwione czarno, brunatno, zielono; gliny (ily) i łupki są często wapniste i przechodzą w margle; piaski i piaskowce zwykle kwarcowe, czasem z mika, są barwy szarej i zielonej (glaukonitowe); ziarna kwarcu są dobrze otoczone; w piaskach są rzadko wtrącenia zwęglonych szczątków roślinnych. W ilach i łupkach często są wtrącenia pirytu i ślady chalkopirytu. Ogólny charakter serii jest monotony, przewarstwienie drobne, mniej zaznaczone w pokładach ropnego piasku, czasem miąższości do 20 m i więcej, lecz zwykle z przerostami ilów<sup>1)</sup>. Granice stratygraficzne ustala się paleontologicznie, a zestawienie przekrojów szybowych jest utrudnione monotonią osadów i brakiem wśród nich przewodnich litologicznych poziomów.

Ropny przekrój Kaukazu nie ogranicza się tylko do wymienionych osadów; pod nimi leżą serie majkopska, foraminiferowa i inne, zawierające ropne poziomy, a nad nimi jest

---

<sup>1)</sup> N. Kudriavtzev, Contr. to the structure of the Novo-Grozny oil field. Com. Géol. Matériaux, 75, 1928; również wcześniejsze prace Kalickiego, Prokopowa; także Fedorow, Sulini i Szumilin, Nieftianyje miestorożdenia Sowietskago Sojuza. Moskwa 1955.

słynna produktywna seria pliocenu półwyspu Apszerońskiego.

Seria majkopska jest w górnych poziomach w postaci ilów bitumicznych, cienko uwarstwionych, alunitowych z przerostami rogowców (spongiolitów), a na dolnych poziomach serii są piaski i konglomeraty. Seria foraminifera jest złożona z jasno zabarwionych, zielonawych, marglistych osadów z warstwami czarnych i brunatnych łupków bitumicznych i nawet wapieni.

Pomiędzy poszczególnymi seriami są zwykle niezgodne uwarstwienia przeważnie charakteru nie tektonicznego, a wskutek zjawisk transgresji i ingresji ówczesnych mórz. Osady bitumiczne mają cechy facyj bardziej głębokowodnych, niż osady piaskowcowe i wapienne.

Według Archangielskiego, ilaste i wapienne bitumiczne utwory serii Groznego, przyjmowane za źródło ropnej substancji, zawierają tym więcej kerogenu, im więcej seria zawiera ropnych pokładów (piasków). Ropa znajduje się w tych partiach serii, gdzie pozostałości organicznego C jest od 40 kg do 350 kg na 1 m<sup>3</sup> skalnej masy. Z tych partyj, zawierających obecnie tylko kerogen, płynna ropa została wy ciśnięta w piaski i piaskowce, dzisiejsze zbiorniki ropne.

Kalicki (Wolansky, l. c. 1935) zaprzecza jednak tym twierdzeniom Archangielskiego; w warstwach spirialisowych na obszarze dorzeczy rzek Assy i Fortanga, tegoż geologicznego regionu, zawartość kerogenu osiąga 120 kg na 1 m<sup>3</sup> masy, a żadnych pokładów ropnych nie ma na tym obszarze.

Il sapropelowy w morskich osadach może mieć cechy zbliżające go do gitji, o ile ten ostatni osad nie zawiera kopro-genicznych składników; w miarę zwiększenia w środowisku sedymentacyjnym typu gitji ilości H<sub>2</sub>S i zmniejszenia ilości O osad zatracą typowe cechy gitji, a powstaje zgniły muł (Faulschlamm, sapropel). W każdym z tych osadów mogą więc znajdować się przerosty innego i mogą one przechodzić jeden w drugi; oba osady są typowymi w każdym razie dla środowiska wód nieświeżych. Według Hechta<sup>1)</sup> w sapropelu dłużej zachowują się składniki białkowe, a w osadach typu

<sup>1)</sup> F. E. Hecht, Grundzüge der chemischen Fossilisation. Brennstoff-Geol. 10, 1935, str. 99—104.

gitji zawartość azotu bardzo prędko zanika zupełnie jeszcze przed pokryciem organicznego materiału nowym osadem. W gitji stosunek C:N wynosi zwykle 10; w sapropelu głębszych części Czarnego Morza stosunek C:N = 6—8, a w osadach brzeżnych tego morza ten stosunek jest tylko 4.

W sapropelach głębszych części dna Czarnego Morza zawartość organicznej materii dochodzi do 23<sup>0</sup>/<sub>0</sub>—35<sup>0</sup>/<sub>0</sub>; zawartość tej materii jest większa w ilach gliniastych, niż w ilach wapnistych; również zawartość chlorofilu w ilach gliniastych jest większa, niż w ilach wapnistych. Zawartość metali w sapropelu dna Czarnego Morza wynosi: V — 0,05<sup>0</sup>/<sub>0</sub> i Cu — 0,01<sup>0</sup>/<sub>0</sub>; w innych sapropelach stwierdzono obecność też innych metali — Mo, Ni. W gitji zawartość tych metali jest niska, lub ich niema. Obecność metali zależy od geologicznego składu otaczających brzegów, np. w łupkach mansfeldzkich, i nie może być miarodajna dla odróżnienia gitji od sapropelu, jak to sądzi jednak K r e j c i - G r a f (Erdöl, str. 103).

H e c h t (l. c., str. 119), uznając wielką rolę planktonu w z bogaceniu osadów w organiczny materiał, oblicza, że w gliniastych ilach typu „Watten“ na jednostkę powierzchni fauna bentosu dostarcza pierwiastka węgla 48-krotnie więcej, niż go może opaść z wody obfitej w plankton; nie tyle życie obfite, ile życie dające wielką ilość materiału koprogenicznego ma mieć większe znaczenie dla powstania osadów z wysoką zawartością pierwotnego bitumicznego materiału. Inaczej mówiąc, uważa on, że osady typu gitji, więc brzeżne, mogą być źródłem pierwotnej ropnej substancji.

R. P o t o n i é <sup>1)</sup> jest zdania, że w osadach, jak sapropel jeziorny, nie odpowiadających pojęciu o idealnych macierzystych ropnych skałach, może nastąpić nagromadzenie materiału, który jest przede wszystkim źródłem dla ropy. P o t o n i é nie wypowiada się, jakie osady byłyby najbardziej odpowiadające tym idealnym macierzystym skałom, lecz uważa (str. 150), że największa zawartość organicznej materii w osadach musi być jednym z kryteriów; następnie pozostaje zbadać, jakie z osadów bitumicznych można byłoby uważać na podstawie teoretycznych rozważań za skały macierzyste.

<sup>1)</sup> P o t o n i é und D. R e i n e r t, Geologisch-chemische Untersuchungen von Sapropelen des Unterückersees und Sakrower Sees. Brennstoff-Geol., X, str. 169, 1935.

K r e j c i - G r a f <sup>1)</sup> przeprowadza właśnie takie porównanie pomiędzy osadami jeziornymi, gitją i morskim sapropelom w ich geologicznych wykształceniach i w stosunku do realnych złóż. Wyeliminowując różne geologiczne zjawiska, towarzyszące złożom ropnym jako przypadkowe, a niekonieczne i dostateczne (wypiętrzenia solne, specjalne typy glin i dolomitów), przychodzi on do wniosku, że stałym towarzyszącym ropie zjawiskiem jest solanka. Nie można ją uważać za pozostałość po wyparowaniu wody morskiej (connate water); odwrotnie może ona być pozostałością przetworzenia organicznej materii z równoczesnym odszczepieniem HO i innych utlenionych związków; żywa materia zawiera od 75% do 95% i nawet 99% wody; obecność w solankach J, Br, Bo i K w ilościowych stosunkach innych, niż w wodzie morskiej, może służyć tylko za dowód, że materia organiczna pochodzi od organizmów morskich, a nie słodkowodnych. Organiczne składniki żywej materii środowiska morskiego stanowią przeważnie białka o składzie złożonym (C, H, N, O, S) w ilości do 45%, węglowodany (celuloza) — 45% i ich pochodne związki tłuszczowe (alifatyczne) — 2%—10%; organizmy bentosu zawierają tłuszczów mniej, a w dzisiejszych organicznych osadach tłuszcze stanowią tylko około 1% od ilości organicznej materii w nich. W ropach również znajdują się produkty tych trzech grup i prawdopodobnie, że tłuszcze częściowo rozpuszczalne w wodzie (mydło), przyjmują najmniej udział w powstawaniu ropy, wbrew znanej opinii E n g l e r a, według którego składniki mniej odporne (celuloza, białka) ulegają wcześniej fermentacji i unikają w znacznej części dalszego przetworzenia w produkty przejściowe i płyny.

Koncepcje A r c h a n g i e l s k i e g o o podobieństwie ilości sapropelowych Czarnego Morza do skał ropnych serii Groznego służą również za argument twierdzeniu K r e j c i - G r a f a, że macierzysta substancja ropna może powstać tylko w morskich osadach sapropelowych; piaski są tylko zbiornikami ropy; z jednej strony zawierają one bardzo małe ilości „kerogenu“ (0,1—0,4%) w stosunku do wielkiej ilości znajdu-

<sup>1)</sup> K r e j c i - G r a f, Zur Bildung bituminöser Sedimente. Brennst.-Geologie, X, 1935 i Erdöl, 1936; też Fortschritte der Oelgeologie. Geologische Rundschau, B. 26, H. 1—2, 1935.

jącej się w nich ropy, a z drugiej strony nie są to osady odpowiednie dla nagromadzenia organicznej materii i powstania z niej ropy. Dla K r e j c i - G r a f a kerogen jest pozostałością z przetworzenia pierwotnej materii do stanu płynnych i gazowych węglowodorów; jeżeli kerogen jest takim produktem powstałym z materiału bardziej odpornego, to ilościowy stosunek kerogenu do ropy traci moc dowodu, że piaski są tylko skałami-zbiornikami.

Wielkie nagromadzenia ropy mogą powstać tylko z wielkiego nagromadzenia organicznej materii; konieczna jest wielka ilość tej materii, aby w wyniku jej chemicznych przetworzeń mogły być skoncentrowane w postaci węglowodorów znaczne ilości takich składników jak C i H, które w znacznej części uległy bezpośredniemu utlenieniu (w CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O) kosztem tlenu pierwotnej organicznej materii.

Wśród dzisiejszych osadów bogatych w organiczną materię są nie tylko głębokowodne iły sapropelowe na dnie Czarnego Morza, gdzie powstają one w warunkach ekologicznych nieco wyjątkowych, i morskie płytkowodne osady typu gitki wzdłuż brzegów Północnego Morza, a częściowo i Czarnego. Istnieją również inne osady bogate w roślinny materiał, zwłaszcza alg (Zostera, Hydrocharitaceae i Potamogetonaceae); oddawna już rosyjski geolog K a l i c k i (r. 1912, 1924, 1934) rozwijał pogląd, że znaczne na brzegach Kaspijskiego Morza nagromadzenia szczątków tych wodorostów, stopniowo zasypanych piaskiem i iłem, mogą być źródłem ropnej substancji. R. Z u b e r <sup>1)</sup> zwrócił uwagę na olbrzymie ilości humusowego materiału, wynoszonego w oceany przez ciemno-brunatne wody podzwrotnikowych rzek; H a s e m a n (1921) opisał utworzenie asfaltu z humusowych wód na brzegu Florydy. Głównym argumentem przeciwko myśli o genezie ropy nie tylko z planktonu roślinnego i zwierzęcego, lecz również z produktów humusowych celulozy zielonych roślin, zawsze była odrębność procesów bituminizacji i humifikacji. Tylko niedawno doświadczenia H a c k f o r d a <sup>2)</sup>, B e r l a i in-

---

<sup>1)</sup> R. Z u b e r, Flisz i nafta. Lwów, 1918, str. 288—306 i inne.

<sup>2)</sup> I. E. H a c k f o r d, The Chemistry of the Conversion of Algae into Bitumen and Petroleum and of the Fucosite-Petroleum Cycle. Journ. Inst. Petrol. Techn. 18, 1932; Chemical News 144, 1932.



nych<sup>1)</sup> pokazały, że płynną ropę można otrzymać przez hydrolizę produktów rozkładu celulozy; T r e i b s (l. c.) dowiódł, jak mówiliśmy, spektroskopowo, że w ropach, asfaltach, ozokerycie i bitumicznych skałach znajdują się barwniki, kompleksu porfirinów, należące do produktów pochodnych z chlorofilu i häminu zielonych roślin. Ciemne, lepkie asfaltowe rOPY zawierają porfirinów więcej, niż rOPY jasne. Metoda nie jest może dostatecznie opracowana, lecz usuwa ona istniejące wątpliwości, aby produkty humusowe nie mogły być źródłem rOPY.

Te fakty, wymagające oczywiście dalszych badań, stawiają w innym świetle zagadnienie osadów i skał macierzystych. Cykle sedymentacyjne w trzeciorzędowych utworach wzdłuż północno-wschodnich zboczy Kaukazu stanowią jedną wielką serię i trudno zgodzić się, aby utwory rzekomo macierzyste na odpowiednich poziomach tej serii były wyłącznie typu sapropelowych ilów głębokich części Czarnego Morza. Poszczególne serie, jak czokrasko-spirialisowa i majkopska, noszą cechy raczej ciągłych zmian utworów płytkowodnych na bardziej głębokie, mające tylko wyjątkowo charakter bliski do sapropelowych o znacznej miąższości, np. partia spongiolitowa w majkopskiej serii i partia zielonych, marglistych ilów serii foraminiferowej. Sapropelit z dna Czarnego Morza ma warstewki łu grubości 0,01—0,02 mm; w seriach ropnych Kaukazu najbardziej cienko warstwowane ily nie osiągają takiego stopnia cienkości; są to utwory innego typu, odpowiadającego obrazowi sedymentacji na szerokich przestrzeniach płytkiego morza przy ciągłych zmianach materiału osadów, które nie mogłyby zaznaczać się na głębokich środkowych częściach morza analogicznego Czarnemu. Nie zatrucie siarkowodorem środkowej części basenu morza było przyczyną nagromadzenia i anaerobowego przetworzenia osadów tej części morza, a raczej prędką sedymentacja przy wyniesieniu do morza olbrzymich ilości organicznej materii i częściowo humusowej. Przy takich warunkach również piaski, poza strefą bezpośredniego brzegu, mogą być miejscem nagromadzenia pierwotnego materiału i źródłem przyszłej rOPY.

---

<sup>1)</sup> E. B e r l, A. S c h m i d t etc., Liebigs Ann. d. Chemie 58, 1953.

Nie znaczy to, aby odrzucać myśl o sapropelitach typu dna Czarnego Morza, jako o przypuszczalnych macierzystych osadach; lecz byłoby nieusprawiedliwioną przesadą szukać takich osadów jedynie w analogiach z dnem Czarnego Morza, jak to twierdzi K r e j c i - G r a f, a za nim inni geologowie.

Nie mamy jeszcze żadnych konkretnych kryteriów w przekroju serii ropnej dla ustalenia skał macierzystych. Bliskość skał bitumicznych do skał zbiorników nie może być wskaźnikiem, bo ropa mogła być wyciśnięta również ze skał, znajdujących się dalej (migracja).

Brak materiału organicznego w skałach otaczających zbiornik nie może być cechą absolutnie ujemną dla uznania ich za macierzyste, o ile nie możemy stwierdzić, że te skały były pozbawione organicznego materiału w czasie ich sedymentacji. Skały nawet nasycone organiczną materią w stanie stałym, jak różne łupki bitumiczne (menilitowe Karpat, majkopskie Kaukazu, łupki Monterey i inne Kalifornii) występują niezawsze w takim strukturalnym układzie w stosunku do rzekomych skał zbiorników, że odpowiadałoby to możliwości dostarczenia płynnej ropy właśnie z takich łupków. Geneza ropy ze stałych bituminów takich łupków wymagałaby pirogenezy, czemu przeczy charakter samej ropy i nie tylko kerogen (stałe nierozpuszczalne bituminy) tych łupków, a zachowane w nich szczątki organiczne mogłyby być również źródłem ropy w drodze pirogenezy.

K r e j c i - G r a f daje określenie pojęcia skał macierzystych (Erdöl, str. 75; Fortschr. d. Oelgeol., str. 5—6), że są to utwory, które powszechnie tam, gdzie są rozwinięte, lub powszechnie tam, gdzie te skały tworzą siodła i zbocza solnych wypiętrzeń, towarzyszą wystąpieniom ropy, czy też tylko wystąpieniom substancji, z których może powstać ropa, albo naturalnych produktów pozostałych po ropie. Cechami takich skał są większa absolutnie zawartość w nich bituminu, regionalność ich rozprzestrzenienia i występowanie w związku z nimi złóż ropnych zależnie od pomyslnego, geologicznego układu (Lage) i charakteru i siły (der Art und der Stärke) napięcia tektonicznego. Z tych określeń wynikałoby według K r e j c i - G r a f a, że realne ropne złoża nie są to zjawiska związane ze stratygraficznym i facjalnym układem obszaru, lecz są zależne od tektoniki przy regionalnym różniczkowaniu

(Unstetigkeit); są to cechy złóż wtórnych (allogenicznych), występujących nie na miejscu powstania samej substancji. Dochodzimy do zagadnienia migracji ropy.

### III.

#### **Migracja ropy i jej nagromadzenie w realne złoża.**

Każde ropne złożo, raz powstałe, znajduje się w stanie fizycznej i chemicznej równowagi, odpowiadającej warunkom ciśnienia i temperatury w bloku zawierającym złożo.

Różnica ciśnień, powstająca w takim bloku, musi uruchomić wszystkie ciecze — ropę, wodę i gaz, o ile różnica ciśnień jest większa od oporu, jaki mogą przeciwstawiać takiemu ruchowi same ciecze i skały; wynikiem eksploatacji pola ropnego zawsze jest ruch płynów i gazu. Na rdzeniach z szybów wiertniczych można widzieć, że ropa nie przekracza poza kilka cm powierzchnię kontaktu ropnych piaskowców i skał ilastych o wysokich absorbcyjnych właściwościach. W podziemnych wyrobiskach w Pechelbronn przekonano się, że szczelinki w ropnych piaskowcach szerokości w mm, wypełnione łem, zupełnie wstrzymują filtrację ropy. W bałce Mamakajewskiej w Grozным w sztolni, pędzonej w ropnym piaskowcu, w odległości już 80 m od wystąpienia pokładu na powierzchnię spotkano w przodku piaskowiec nasycony ropą i gazem; w tym wypadku siła cząsteczkowa była czynnikiem zachowującym ropę w skale, a nie wyciskającym ją ze skały. Ciśnienie w ropnych poziomach, występujących czasem na wielkich przestrzeniach, np. w Wilcox sand (ordowik) w Oklahomie, a po części i w piaskowcu borysławskim, jest niejednakowe w szybach na nieznacznej od siebie odległości; ruch cieczy w ropnym poziomie jest więc znacznie skrępowany właściwościami samych skał, wynikającymi z niejednakowych warunków sedymentacji osadu, niejednakowego zestalenia jego w skały (diageneza) i dalszych zmian mechanicznych (deformacje) i chemicznych (cementacja) już w stanie stałym.

Z drugiej strony niemało jest spostrzeżeń o łatwym przenikaniu ropy w szczeliny, przecinające ropny pokład.

Spostrzeżenia nad ruchem cieczy w czasie eksploatacji

złóż ropnych służą za punkt wyjścia dla omówienia znaczenia migracji ropy w ukształtowaniu się samego złoża.

Dla otrzymania porównawczych materiałów konieczne są systematyczne spostrzeżenia ruchu ropy w kierunku tak bocznym, jak i pionowym we wszystkich złożach ropnych i gazowych przy samych różnorodnych warunkach geologicznego układu. Nie wiele jeszcze wiemy w stosunku do odległości i prędkości migracji ropy w warunkach eksploatacji złóż, a jeszcze mniej o warunkach naturalnych w seriach ropnych w czasie ich zestalenia. Realne zagadnienie migracji ropy sprowadza się przede wszystkim do sprawy, w jaki sposób skutecznia się ruch ropy i innych cieczy.

Z rozważań fizyko-chemicznych trzeba raczej odrzucić takie poglądy, jak profesorów *A r c h a n g i e l s k i e g o* i *K o w a l e w s k i e g o*<sup>1)</sup> o migracji ropy w stanie gazowym i przejściu jej w stan płynny tylko na miejscu dzisiejszych złóż bliżej do powierzchni ziemi; przeczy temu po części i nawiercenie płynnej ropy na głębokościach coraz głębszych ponad 3000 m. Realnym warunkom występowania złóż ropnych nie odpowiada również pogląd *G u b k i n a* i jego szkoły, że w miarę nawiercenia w jakimkolwiek polu ropnych poziomów głębszych należy wszystkie wyższe uważać za wtórne. Ten pogląd teoretycznie niesłuszny, rozwinał się jednak ze zdrowej praktycznej myśli, że nie należy uważać każdego złoża za ostatecznie zbadane, o ile nie są jeszcze nawiercone głębsze stratygraficzne poziomy.

W stosunku do nagromadzenia ropy w złoża w drodze przemieszczenia powstałego, czy powstającego płynu i gazów, szukamy odpowiedzi na pytania: 1) w jakim okresie następuje ten ruch — w czasie sedymentacji całej serii ropnej, czy

---

<sup>1)</sup> Prof. *S. A. K o w a l e w s k i j*, *Nieftianyje i gazowyje miastrożdzenia Turkmenji*. Moskwa, 1934. Główna teza autora — nagromadzenie ropy w złoża bliżej powierzchni ziemi jest wynikiem silnych gorących prądów gazów — węgłodoru ( $\text{CH}_4$ ), siarki i innych, ulegających polimeryzacji i kondensacji w górnych strefach. Najgłębsze utwory na Czelekenie osiągnęły pod ropną serją tylko przyplływów gorącej wody i gazów. Myśl autora opiera się na interpretacji ak. *W. V e r n a d z k i e g o*, że główna masa siarkowodoru licznych źródeł Kaukazu i Azji jest pochodzenia głębinowego. *K o w a l e w s k i* dopuszcza również, że macierzyste sapropelowe skały mogą być źródłem ropy, o ile na głębokości ulegają pirogenzie i gorącym prądom gazów.

po tym okresie w czasie jej deformacji; 2) w jakim kierunku przeważa ruch — do góry (pionowa migracja), czy mniej więcej poziomo (boczna, lateralna); 3) czy ten lub inny ruch ogranicza się do serii macierzystych ropnych utworów w czasie ich zestalenia (wewnętrzna migracja, według H ö f e r a; pierwotna według I l l i n g a <sup>1)</sup>), Urmigration K r e j c i - G r a f a), czy też ten ruch obejmuje ciecze również poza granicami macierzystej serii i po jej zestaleniu i we wszystkich otaczających skałach, o ile są one odpowiednie do wchłaniania cieczy (zewnątrzna migracja, wg. H ö f e r a; wtórna wg. I l l i n g a; Emigration wg. K r e j c i - G r a f a); 4) jakie czynniki i w jakim stopniu mogą być przyczyną różnicy ciśnień w bloku skał — ciśnienie (statyczne i dynamiczne) skalne, gazów, wody, siły cząsteczkowe, różnica c. g. różnych cieczy (woda, ropa, gaz), wpływ regionalnej denudacji (przybliżenie serii do powierzchni ziemi) i regionalnego metamorfizmu (zanurzenie serii w strefy głębsze), nawet metamorfizm kontaktowy (skały wybuchowe). Odpowiedzi na te pytania są bardzo niezgodne do dziś.

Rozwiązanie takich pytań wymaga uwzględnienia przestrzeni i czasu we wszystkich procesach, bo złoża ropne jest zjawiskiem geologicznym. Nie mamy jeszcze konkretnych odpowiedzi na każde z tych pytań, a jedne odpowiedzi, zdawałoby się najbardziej proste i jasne, znajdują się w sprzeczności z drugimi.

Jeżeli przyjąć z góry, że wszystkie ropy pochodzą z tego samego materiału (plankton zwierzęcy i roślinny), że utworem macierzystym dla samej substancji ropnej powszechnie jest tylko sapropelowa głębokowodna facja typu zamkniętych części dna Czarnego Morza, że złoża ropne są wynikiem deformacji odpowiednich warstw (macierzyste i zbiorniki), że ruch cieczy odbywa się przeważnie do góry (pionowo) — staniemy, na stanowisku np. K r e j c i - G r a f a. Z takim stanowiskiem nie można się zgodzić, pomimo, że jest jasne i proste.

Według K r e j c i - G r a f a, rozmieszczenie złóż ropnych zależy od wielkich pierwotnych wypiętrzeń fałdowych

---

<sup>1)</sup> V. C. I l l i n g, Migr. of oil a. natural gas. Inst. Petrol. Technol. 1935, 19.

stref (Erdöl, str. 32) i tylko w rzadkich wypadkach od wtórnych fałdów (Bild. bitum. Sed., str. 77). Odpowiada takiemu ujęciu np. pole Borysławia, mniej już pola Bakińskie, Groznego i nie ma ono żadnego zastosowania na wielu polach północnej Ameryki, Hannoveru, wschodniej Rosji.

Według K r e j c i - G r a f a, przemieszczenie ropy idzie przeważnie do góry, a w kierunku bocznym chyba tylko w poziomo leżących warstwach na polach środkowych Stan. Zjedn. i w wapieniach Asmari Iranu i Iraku. Drogami filtracji ropy przez skały „nieprzepuszczające“ pomiędzy innymi porowatymi są szczeliny, jak w złożach ozokerytu Borysławia, Rumunii i Czelekeny, i podobnie, jak w złożach kruszcowych typu impregnacyj. Przeczą temu jednak złoża ozokerytu w porowatych i szczelinowatych wapieniach ropnych złóż Fergany, lub asfaltowe wapienie typu „calcaire moucheté“ w Owernii, gdzie szczeliny są nie tyle drogami płynów, ile miejscem ich wyparowania. Według K r e j c i - G r a f a migracja boczna na większe odległości w skałach porowatych, jak piaskowce, jest wykluczona wskutek ciągłych zmian stopnia porowatości, cementacji piaskowców, soczewkowatej formy samych warstw piaskowców, oporu poprzecznych najcieńszych szczelinek, wypełnionych łem jak w Pechelbronn. Drogami migracji są szczeliny o kierunku mniej więcej równoległym do kierunku siły tektonicznej, bo szczeliny prostopadłe do takiego kierunku, szczeliny złuskania, mają być zwykle zamknięte.

K r e j c i - G r a f, opierając się na kilku wypadkach, jak np. w Moreni, Ventura Avenue (można byłoby dodać jeszcze Long-Beach, Kettleman Hills, lub Bibi-Ejbat), twierdzi, że każde bogate złożo, obejmujące całą serię pokładów, zawsze przedstawia obraz stożka, zwróconego wierzchołkiem do góry, rodzaj sztoka.

Teza, że większe złoża zawsze obejmują szereg pokładów jeden nad drugim i że jest to dowodem migracji z dołu, nie sprawdza się na takich złożach jak East Texas, a Ventura Avenue według opinii amerykańskich geologów może być przykładem nie pionowej migracji z jednego źródła, a raczej bocznej z większej otaczającej przestrzeni <sup>1)</sup>.

---

<sup>1)</sup> Probl. of Petr. Geol., str. 405—406.

Dwa prawa, według *K r e j c i - G r a f a*, określają stopień zasobu każdego pokładu na ropnym polu: zwięźenie przestrzeni zasobnej ku górze i porowatość każdego pokładu; wskutek tego w przekroju boki stożka są nierównomiernie zażębione, jak w Ventura Avenue. Te prawa mają mieć zastosowanie również do wypadków nasunięć, złuszkowania np. na polu Oklahoma City, znajdującym się na wgłębnym siodle (buried anticline) z utworów ordowickich. Rzekoma forma stożka ma tu nie zmieniać się zależnie od stratygraficznego wieku różnych seryj, przecinając wpoprzek powierzchni niezgodnego uwarstwienia pomiędzy ordowickimi warstwami (wapienie Arbuckle i piaski Simpson) a dolnym (Hunton) i górnym karbonem (formacja Cherokee). Jak odpowiada ta koncepcja *K r e j c i - G r a f a* o stożkowatej formie ropnego ciała Oklahoma-City, można sądzić z tego, że zbadana 114 szybami przestrzeń ropnego poziomu Arbuckle ma 1660 akrów; przestrzeń poziomu dolnego Simpson, leżącego wyżej i zbadanego 440 otworami, ma 6484 akry; przestrzeń 6 poziomów ropy i gazu w górn. karbonie jest znacznie większa od podziemnego występowania utworów przedkarbońskich, lecz wydajność poziomów jest bez porównania mniejsza, niż poziomów przedkarbońskich<sup>1)</sup>. Stożek byłby obrócony wierzchołkiem raczej do dołu, a co do migracji ropy Amerykanie wstrzymują się od kategorycznej opinii, poza tym, że uskok, ograniczający te pola, nie mógł być drogą migracji ropy z jakiego źródła głębszego od warstw ordowickich. Na żadnym z ropnych pól Polski, również na polach Groznego, Majkopu i Apszeronu nie można znaleźć przykładów, któreby potwierdzały koncepcję *K r e j c i - G r a f a* o formie stożka ropnego złoża.

Myśl o szerokiej migracji, jako głównej przyczyny nagromadzenia ropy w złoża, jest nieodłączna od myśli o lokalnych formach tektonicznej budowy, na których i około których następuje nagromadzenie ropy, powstałej możliwie w innym nawet miejscu. Pod nazwą prowincja naftowa rozumieją obszar, na którym geologiczne warunki — sedymentacja i pa-

---

1) Mc. G e e and W. C l a w s o n, Geology and development of Oklahoma City Field. Bull. Am. Ass. Petr. Geol. 1932, 10. — Probl. of Petr. Geol. str. 411—413.

leogeograficzne rozmieszczenie lądowych i wodnych przestrzeni, były bardziej pomyślne dla rozwoju i nagromadzenia organicznej materii. Prowincja naftowa może obejmować jeden szereg stratygraficznych jednostek bez długotrwałych przerw między nimi, np. Karpacka prowincja od czasu górnej kredy do dolnego oligocenu, Kaukaska — od górnej kredy do pliocenu i t. d.; może prowincja pokrywać obszar, na którym były dłuższe przerwy pomiędzy okresami jednostek stratygraficznych, jak w prowincji Mid-Continent Stan. Zjedn. z przerwą w czasie dolnego karbonu i starszego mezozoiku.

Okresy genezy ropy mogły powtarzać się niejednokrotnie w związku z różnoczasową sedymentacją w morskich zagłębieniach o zmieniających się obramowaniach. W różnych częściach każdorazowego zagłębienia mogły być osady niejednakowo obfite organiczną materią, i nie ma nic niewytłumaczonego w tym, że ostatecznie w granicach prowincji na tle tych samych stratygraficznych jednostek są niejednakowe utwory macierzyste i różne skały zbiorniki, co więcej na podobnych lub identycznych formach tektoniki w jednym miejscu są złoża ropne, a w innych te same skały zbiorniki są płonne. Dla wyznawców szerokiej migracji ropy, zwłaszcza do góry, nierównomierne (regional unстетig, K r e j c i - G r a f, Erdöl, str. 68) rozmieszczenie ropnych pól jest dowodem tylko ich zależności od miejscowej tektoniki. Jednak nie usuwa to zastrzeżenia, że w większym jeszcze stopniu taka zmienność w rozmieszczeniu ropnych pól mogła wynikać skutkiem nierównomiernego rozmieszczenia i częściowo nawet braku głównego warunku — źródła ropy. Przykłady tego znamy na liniach naftowych Karpat polskich, na płonnej wielkiej przestrzeni pomiędzy polami obszarów Groznego i Kubani. Byłoby przesadą w stosunku do migracji ropy uważać drobno rozproszoną organiczną materię na wielkiej przestrzeni jakich utworów za źródło ropy na ograniczonym polu; K r e j c i - G r a f również uważa to za niemożliwe, jednak tylko wskutek migracji bocznej, a nie pionowej. Przesadą jest także, wobec niejednakowej zdolności skał do przepuszczalności cieczy myśl o migracji ropy na znaczne odległości <sup>1)</sup>.

---

<sup>1)</sup> Frank R. C l a r k, Origin and accumulation of oil. Probl. of Petr. Geol. str. 334—335.



Materiałem bardzo ważnym dla migracji ropy są systematyczne badania rdzeniowych próbek przekrojów ropnych seryj na różnorodnych polach; takie porównawcze studia były zapoczątkowane przeważnie przez amerykańskich naftowych geologów. Próbkę rdzeniową muszą być wymagane dla każdego piasku (piaskowca) ropnego; jest konieczne rdzeniowanie całego pokładu produktywnej serii dla poznania fizycznych właściwości skał-zbiorników; rdzeniowanie elektryczne może być przy tym bardzo pomocnym<sup>1)</sup>.

Postęp badań geologicznych wykazał, że ropne złoża występują w związku z bardziej różnorodnymi strukturami, a nie tylko siodłami; dziś mówią nie o teorii antyklinalnej, lecz o teorii strukturalnej<sup>2)</sup>. Niema niezawodnych wskazówek na powierzchni ziemi w stosunku do budowy złóż ropnych na głębokości. Geologia wgłębna otrzymuje co raz większe znaczenie; ona jest, jak mówi L a h e e, kręgosłupem nowoczesnej naftowej geologii.

Najlepszy obraz wgłębnej struktury otrzymuje się za pomocą warstwicznych map, np. stropu ropnego pokładu lub innej warstwy przewodniej (key horizon). Jedne struktury są zamknięte, t. j. warstwy tworzą obwody (kontury) zamknięte jak przy normalnych fałdach; inne struktury są otwarte, kiedy warstwy nie dają obwodów zamkniętych, np. przy monoklinalnych upadach warstw.

Deformacje uskokowe, szczeliny, nasunięcia, niezgodne uwarstwienie i dysharmoniczne fałdowanie, różne stopnie

---

<sup>1)</sup> Określonej linii wody (edge water) na ropnych polach może nie być; produkcja wody wraz z ropą nie koniecznie jest oznaką, że pole jest w stanie zawodnienia. Woda może pochodzić z tegoż pokładu, co ropa, i może pozostawać bez wpływu rozdzielania według c. g. Badanie rdzeni właśnie pokazało, że w porach ropnych zbiorników woda i ropa mogą znajdować się jednocześnie; przy elektrycznym rdzeniowaniu trzeba liczyć się z tem, że do 50% por skały zbiornika może być wypełnione wodą w stanie elektrolitycznego roztworu, więc woda będzie reagować jak ropa. J. A. L e w i s and W. H o r n e r, Interstitial water saturation in the pore space of oil reservoirs. Oil Weekly, 1936, October 19.

<sup>2)</sup> F. H. L a h e e, Bull. Am. Ass. Petr. Geol., 1933, 5.

Alex. M c. C o y and W. Ross K e y t e, Present interpretation of the structure theory for oil and gas migration and accumulation. Probl. of Petr. Geol., str. 253.

W. B. W i l s o n, Proposed classification of oil and gas reservoirs. Probl. of Petr. Geol., str. 434, 442.

przepuszczalności, wypiętrzenia mas solnych i intruzje skał wybuchowych lub produktów błotnych stożków, nawet asfaltowanie ropnych pokładów (Kalifornia) lub ich zaparafinowanie — mogą dawać różnorodne zespoły jak z pierwotnym fałdowym układem, tak i monoklinalnym. Powstają bardzo różnorodne typy zamknięcia ropy i gazu w serii ropnej. Każda zamknięta forma, stwarzająca przeszkodę ruchu cieczy, może być dowodem migracji ropy, lecz nie można przesądzać z góry, czy tylko pionowej (zewnętrznej), czy tylko bocznej (wewnętrznej). Każda zamknięta forma budowy, stwarzając odpowiednie warunki uszczelnienia, może dać złożę ropne, lub poziom ropny. Jedne z takich form mogą zależeć tylko od deformacyj mechanicznych, a inne, zwłaszcza przy monoklinalnym układzie, od pierwotnej soczewkowatej formy piaskowców (shoestring), od zmiany porowatości, pierwotnej lub wtórnej cementacji skał, od niezgodnego uwarstwienia wskutek przerwy w sedymentacji i pokrycia uszczelniającym nadkładem (Oklahoma City) lub wyklinowania pokładów przy wznowionej transgresji (wedge-edge jak na wielu złożach Mid Continent, East Texas).

Krańcowe ujęcie głównej przyczyny nagromadzenia ropy w złoża przeważnie przez deformację osadów niezestalonych i zestalonych, lecz w okresie ich fałdowania, nie wiele liczy się z wpływem obramowania wodnych zagłębi, jako miejsca sedymentacji organicznego materiału. Ramami tych zagłębi mogą być łagodne wypiętrzenia, określające brzeżną linię i nierówności dna. Odtworzenie obramowania każdej sedymentacyjnej przestrzeni jest zagadnieniem regionalnej geologii prowincji naftowej; na tym tle może być rozwiązana dysharmoniczna budowa wielu fałd, do diapirowych włącznie, i rzeczywisty stosunek do powstania naftowych złóż — takich krańcowych tektonicznych form, jak normalna kopuła i diapirowy fałd, lub litologicznych właściwości poszczególnych ropnych poziomów.

W Stan. Zjedn. na 22 najwydajniejszych ropnych polach więcej jak połowę produkcji otrzymano na polach, gdzie zamknięcie budowy zależało od zmiany porowatości i przepuszczalności skał<sup>1)</sup>; żadne z tych pól nie byłoby odkryte we-

---

1) Oil and Gas Journal, Oct. 31, 1935, str. 12.

dług ortodoksalnych geologicznych metod, chyba, że szczęśliwym trafem na takim polu istniała miejscowa kopuła, lub siodło<sup>1)</sup>.

#### IV.

### Właściwości rop i ich zróżnicowanie.

Poruszając różne zagadnienia geologii ropnych złóż, stale wracamy do myśli o genezie ropnej substancji. M a b e r y, a za nim i inni chemicy twierdzą, że wszystkie ropy są związane wspólnym pochodzeniem, nie różniąc się wiele, ani pierwotnym materiałem, ani sposobem jego przekształcenia w produkty płynne, gazowe i stałe; zasadniczo ropa naftowa ma być jedna, a różne jej gatunki nazywane typami, są wynikiem tylko zmian w warunkach jej przekształcenia, jak ciśnienie, temperatura, chemiczne wpływy środowiska i t. d.

E n g l e r uzasadniał, że różne ropy są wynikiem stopniowej ewolucji jednego typu ropy i to właśnie parafinowego.

Myśl geologiczna zanadto jest opanowana przeświadczeniem, że jedna i ta sama przyczyna może dać wyniki różne i odwrotnie, czasem różne przyczyny prowadzą do wyników jednakowych. H ö f e r, jako geolog, nie mógł nie zwrócić większej uwagi na to, że ropy w utworach geologicznie młodszych są przeważnie asfaltowe i naftenowe, a w starszych utworach są przeważnie parafinowe, i wypowiedział myśl, że wysoko gatunkowe parafinowe ropy są zmetamorfizowanymi (Methanisierung) produktami ropy typu asfaltowego.

Nakoniec chemia dzisiejsza dochodzi do wniosku, że ropy różniące się swoim składem i charakterem nie mogą pochodzić z jednego pierwotnego materiału<sup>2)</sup>.

Wnikając w rozmieszczenie ropnych pól w granicach pewnej prowincji, w budowę poszczególnych pól, występowanie w nich ropnych poziomów i zestawiając te różne warunki z właściwościami samych rop, geolog nie może pogodzić się z myślą, aby tylko zewnętrzne warunki podobne do wa-

---

<sup>1)</sup> A. L e v o r s e n, Stratigraphic versus structural accumulation. Bull. Am. Ass. Petr. Geol. 1936, 5.

<sup>2)</sup> G. S t a d n i k o f f, Die Entstehung, l. c. str. 210—212, 218—219.

runków w rafinerii, ciśnienie, temperatura, katalityczne wpływy były główną przyczyną wielkiego zróżnicowania rop z materiału pierwotnie jednakowego.

Prawa działania mas i czasu reakcyj, tak dobrze znane w laboratoriach fizyczno-chemicznych, przyjmują w laboratorium przyrody wymiary nieokreślone, w granicach niezmiernych; geologiczne rozważania doprowadzają często do wniosków niezgodnych z tym, co należałoby oczekiwać na podstawie ścisłych fizyczno-chemicznych przesłanek; tym niemniej pozostaje nieodparta myśl, że niejednakowe fizyczne i chemiczne właściwości rop odzwierciedlają nie tylko zmienne zewnętrzne warunki ich ewolucji w czasie przedłużonych dziejów geologicznych, lecz również niejednakowe warunki sedymentacji i niejednakowego materiału (Probl. of Petr. Geol., str. 63 i inne). Trzeba mówić raczej o „genezie rop“, a nie o „genezie ropy“, a różnice w pierwotnym materiale i geologicznych warunkach jego występowania odbijają się na zmianach właściwości rop. (B a r t o n, in Probl. of Petr. Geol., str. 99. S t a d n i k o f f, Die Entstehung... str. 218—219).

Dotychczasowe materiały z różnych prowincyj naftowych nie są również dostateczne dla ustalenia jakichś ogólnych praw zmiany w ropach ich najbardziej charakterystycznych cech — c. g., wydajności lekkich frakcyj i zawartości związków parafinowych, asfaltowych i aromatycznych.

### **Stany Zjednoczone.**

P r o w i n c j a A p a l a c h s k a (D. B. R e g e r, P. D. T o r r e y in Probl. of Petrol. Geology).

Na przestrzeni tej wielkiej prowincji ropy są parafinowej bazy i wolne od siarki; ropnymi zbiornikami są piaskowce, za wyjątkiem północno-zach. Ohio, gdzie zbiornikami są wapienie Trenton (ordowickie), a ropa chociaż parafinowa jest już lekko asfaltowa i zawiera siarkę. W miarę zwiększenia głębokości występowania ropnych poziomów c. g. rop nieco zmniejsza się (według amerykańskiej terminologii w stopniach Beaumé c. g. — „gravity“ zwiększa się), jednak nie powszechnie. Zwiększenie głębokości odpowiada w tej prowincji pogłębieniu stratygraficznego wieku od górnego karbonu do ordowickiego. Zmniejszenie c. g. zaznacza się wy-

rażniej w poszczególnych seriach np. w Pensylwanii i Ohio dla warstw od dolnego karbonu (Berea sand c. g. 0,8187) do dolnego dewonu (Warren sand — 0,7910 i 0,7821); w Zach. Wirginii w jednych stratygraficznych seriach zaznacza się odwrotnie zwiększenie c. g.: od 0,8092 do 0,8383 (przybliżone) w serii górnego karbonu i od 0,8000 do 0,8140 w serii dewońskiej; natomiast w dolnym karbonie c. g. zmniejsza się od 0,8140 do 0,8045, co zależy również od zmiany absolutnej głębokości, a możliwie i od budowy.

Przy jednakowych innych warunkach c. g. zmniejsza się na siodłach bardziej stromych i jednocześnie zwiększa się ilość lekkich frakcyj. Największe różnice w ciężarze gat. rop zależą od właściwości skał przyjmowanych za macierzyste i skał zbiorników; ropa z macierzystych łupków, zawierających większą ilość szczątków roślinnych, i występująca w piaskowcowych zbiornikach ma c. g. mniejszy; ropy z wapiennych pokładów, niezawierających roślinnego materiału, i występujące również w dolomitowych wapieniach (Ohio) ma c. g. wyższy (0,8284) i zbliża się do asfaltowej bazy.

Regionalne rozmieszczenie pól wyłącznie gazowych w Zachodniej Wirginii i Pensylwanii i na zachodzie w Ohio-Indiana odpowiada dwóm prastarym brzeżnym liniom, gdzie materiał organiczny, jak dobrze zachowane szczątki roślinne w grubych piaskach, był źródłem przeważnie gazu; materiał dla powstania ropy ulegał sedymentacji w warunkach nieco głębszego środowiska dalej od brzegów. Osady, poza pokładami węgla w górnym karbonie, są typowo morskie z obfitą fauną planktonu i przetartymi roślinnymi szczątkami. Ropna seria, obejmująca kilka stratygraficznych jednostek, jest nieprzerwaną serią łupków (do 3000 m miąższości) z przerostami piaskowców. Łupki często bitumiczne, nawet ze śladami płynnej ropy; w piaskowcach są liczne fukoidy i nieokreślone ślady typu hieroglifów; ogólny typ osadów jest brzeżny, niegłębokowodny, przy czym brzeg z biegiem czasu przesunął się ku NW, a całe zagłębienie ulegało zwięźeniu.

Niezgodność uwarstwienia pomiędzy niektórymi seriami nie jest tektonicznego, fałdowego charakteru, lecz wynikała ze zmian wysokości poziomu morza i nawet miejscowej erozji. W wielkim przekroju łupków piaskowce (piaski) powtarzają się do 50 razy i jest tylko jeden wapień Big-Lime (w dolnym

karbonie). Piaskowce nie mają szerszego rozprzestrzenienia za wyjątkiem Bradford w dewonie i Berea w dolnym karbonie; zwykle są to soczewice, dobrze uszczelnione wśród osadów ilastych, w postaci różnych łupków. Litologiczny charakter piasków i ich forma nie pozwalają uważać ich za drogi dalekiej migracji (carrier beds) ropy i gazu; mogą to być tylko zbiorniki węglowodorów z otaczających ilastych utworów.

Stosunkowo znaczna ilość ropy (produkcja od 70 lat wyniosła około 4,5 miliona wagonów — 43 miliony ton) była zebrana w nieliczne zbiorniki; miejscami ich brakowało, i ropa pozostała w łupkach; miejscami zbiorniki były za duże, brakowało ropy i zbiorniki pozostały wypełnione tylko częściowo. Niektóre zbiorniki zawierają ropę, gaz i wodę, które ostatecznie nie uległy rozdzieleniu (emulsja); takie zbiorniki znajdują się przeważnie wzdłuż osi zapadliska zagłębia Apalachskiego, gdzie warstwy są tylko łagodnie zdeformowane w miejscowe fałdy. Na takich polach ilościowy stosunek ropa-woda pozostaje bez zmiany od 40 lat. Największa koncentracja ropy i gazu zaznacza się w partiach o niższej przepuszczalności, bo partie bardziej porowate są zajęte przez wodę. W synklinach są poziomy piaskowca bez wody, lecz z ropą i gazem. Partie gazowe (gas pay) znajdują się miejscami w spągu poziomu i w synklinach, a ropa na siodłach, gdzie przepuszczalność warstw jest większa.

Na polach Pensylwanii wielkie ilości pierwotnego gazu w swoim ruchu przez osady jeszcze niezestalone i nasycone słabo zmineralizowaną wodą były przyczyną zupełnego wyparowania wody i strącenia soli; na niektórych gazowych polach dla prawidłowej produkcji gazu koniecznym jest przed tym wylugować sole słodką wodą i w ten sposób przepłukać gazowy pokład. Przy stosowaniu metody water-flooding słodkie wody wgniatane w pokład, stopniowo zmieniają się w solankę.

Zamkniętą tektoniczną formą jest właściwie tylko wielkie pole Bradford, otoczone linią wody (edge-water); piaskowiec poziomu Bradford nie ma cech utworu typowo brzeżnego i jest słabo wapnisty. Na tym polu rozdzielenie pierwotnej mieszaniny woda, ropa, gaz nastąpiło wyraźnie po czasie deformacji tektonicznej.

Pole dostarczyło 91% całej dotychczasowej produkcji za-

głębia, a zawodnienia na nim niema do dziś; prawdopodobnie, że gazu było za mało, aby doprowadzić do zupełnego wyparowania wody, a tylko do stanu mocnej koncentracji i częściowego zmniejszenia przepuszczalności pokładu przez wypełnienie por solą; ponowne wyługowanie soli przez przepłukanie słodką wodą zwiększa porowatość i prowadzi do zwiększenia wydajności.

Rozmieszczenie ropnych pól odzwierciedla spokojny charakter obramowania; pola są rozmieszczone na wydłużonych strefach wzdłuż łagodnych stoków Apalachów i obydwóch stoków wypiętrzenia Cincinati; lokalne warunki tektoniki cechują grupę największych pól Bradford, a na innych zaznaczają się wyłącznie wpływy litologicznych właściwości skał zbiorników i otaczających łupków.

Prowincja Gór Skalistych (J. Bartram, H. Davies, E. Krampert in *Probl. of Petr. Geology*).

Na tym obszarze w stanach Wyoming, Montana, Colorado, Utah rozróżniają siedm ropnych i gazowych seryj w utworach wieku od dolnego karbonu do eocenu; utwory są typowe morskie, za wyjątkiem części jury i kredy, przechodzących ku zachodowi w słodkowodne na miejscu wielkich śródlądowych zagłębi. Uwarstwienie jest zgodne, lecz z wielką przerwą pomiędzy górnym karbonem i jurą. W środkowej części obszarów Wyoming i Montana układ warstw jest prawie poziomy, a ku krańcom w postaci licznych fałdów i kopuł, powstałych w czasie na granicy kredy i eocenu (faza orogeniczna Laramidów). Fazy orogeniczne poprzednie, zwłaszcza w czasie kredowym, wyrażają się przeważnie w pogłębieniu zapadlisk i wyniesieniu elementów pozytywnych na ich krańcach; ogólna miąższość tylko mezozoiku osiąga co najmniej 4000 m. Z ogólnej liczby do 200 znanych fałdowych jednostek prawie połowa zawiera stwierdzone poziomy ropy, albo gazu.

Ropne poziomy występują w wapieniach i piaskowcach, a w Colorado (pole Florence) nawet w łupkach. Wyraźnie występuje zależność ropnych poziomów od rozwoju warstw przepuszczających (carrier beds) na wielkich przestrzeniach i ich pofałdowania w postaci łagodnych prawidłowych zamkniętych form dalej od krańców każdego zagłębia, gdzie

ropne poziomy są przepłukane. Każda zamknięta forma ma znaczny zasięg okalającej wody.

W płytko zalegających piaskowcowych utworach dolnej kredy ropy są stale lekkie parafinowe i znajdują się gazowe poziomy, a w głębszych paleozoicznych utworach ropy są ciężkie, czarno zabarwione i asfaltowe. W górnym karbonie na fałdach o stromych zboczach występują ropy c. g. 0,9655 do 0,9459, a te same poziomy na łagodnych formach dają ropę c. g. 0,8861—0,8485. Według opinii amerykańskich geologów musi to być wynikiem charakteru pierwotnego organicznego materiału, przepłukania pokładów wodą, chemicznych wpływów samych pokładów i migracji lekkich związków. Wapienie dolnego karbonu dają na dwóch polach w Wyoming ropę c. g. 0,9459—0,9396, na trzech polach w Montana ropę c. g. 0,8696—0,8642 i gaz, a w Alberta (Turner Valley na granicy Kanady) gaz i ropę c. g. 0,6829, więc produkt podobny raczej do nafty.

W górnym karbonie przeważają zbiorniki ropne piaskowcowe, chociaż ropa może pochodzić z permskich wapieni i łupków wapnistych (Embar formation) występujących wyżej; przeciętny c. g. asfaltowej ropy 0,9211—0,9150 do 0,9655. Ropa nawierca się na stromych fałdach na głębokości 625 m do 938 m pod nadkładem jury i kredy z poziomami lekkiej parafinowej ropy.

W utworach jury (Colorado, Wyoming, Montana, Alberta) w piaskowcach i wapieniach bez różnicy są ropy lekkie, (0,8642—0,8187) parafinowe; ropy w poziomach grupy Dakota górnej kredy mają c. g. 0,8642—0,7778, a w górnej kredzie w Colorado takie lekkie ropy (0,875) są w łupkach Niobrara (pole Florence). Na polu La Barga w Wyoming w eoceńskich piaskowcach (Green River formation) występuje ropa, pochodząca może z łupków kredowych i z wapnistych łupków eocenu; ten sam poziom ropny zawiera lekką ropę (0,8000) na północnym odcinku pola, a na środkowym i południowym odcinkach ropa ma c. g. od 0,9032 do 0,9396; wzdłuż południowej granicy pola przechodzi linia edge-water.

Na polach wyłącznie gazowych w Montana i Alberta w poziomach kredy i eocenu, zawierających w innych okolicach ropę, warunki przetworzenia organicznego materiału mogły być odrębne.



Powszechnie zauważono, że ropy niezależnie od stratygraficznych poziomów są tym cięższe, im zawierają więcej siarki. Np. w Wyoming c. g. ropy w warstwach karbonu i jury wzrasta przy zawartości siarki około 2,6‰; przy zawartości siarki 4‰ ropa jest już wyjątkowo ciężka 0,9929—0,9655, a przy zawartości siarki 0,13‰ ropa jest lekka 0,8187—0,8000.

Nie trudno byłoby wyciągnąć wniosek, że na ogół w starszych utworach przeważa jednak ropa lekka, a ropy ciężkie są tylko ich derywatami; w rzeczywistości obecność siarki może zmieniać lekkie ropy w cięższe niezależnie od jakiegokolwiek ogólnego prawa.

K a l i f o r n i a (J. T a f f, M c C o l l o u g h, G. C u n n i n g h a m in Probl. of Petr. Geol.).

Ropne poziomy występują prawie wyłącznie w trzeciorzędowych utworach, pokrywających kredę i jurę, z bardzo rzadkimi przejawami ropnymi, a przeważnie leżących bezpośrednio na utworach zmetamorfizowanych i skałach intruzywnych. Ropne pola są na różnorodnych strukturach:

1) otwartych monoklinalnych — Coalinga, Mc Kittrick, Midway w dolinie San Joaquin, Summerland na brzegu oceanu, z przewlekłym naturalnym drenażem;

2) siodłach, rozbitych uskokami — Brea Canyon, Olinda około Los Angeles;

3) siodłach zamkniętych, nie zupełnie uszczelnionych nadkładem — Dominguez, Santa Fe Springs, Long Beach w zagłębieniu Los Angeles;

4) siodłach zamkniętych i zupełnie uszczelnionych — Ventura Avenue, Kettleman Hills.

Na strukturach pierwszej grupy są ropy dwóch typów: pierwszy — lekka naftenowa ropa (City field w Coalinga; Half Moon Bay na brzegu oceanu); drugi — ciężka naftenowa i razem z tym typowo asfaltowa ropa (tar-base) z małą zawartością parafiny i bezparafinowa — Coalinga, Midway, Summerland na brzegu oceanu, w samym mieście Los Angeles.

Lekka naftenowa ropa jest bardziej odporna na czynniki redukujące w kontakcie z wodą okalającą i na czynniki utleniające na wychodniach około powierzchni ziemi. Ropy w szybach płytkich mają c. g. od 1,0 do 0,972, a z głębokością na tych samych poziomach lekka naftenowa ropa ma c. g. 0,7865, a ropa naftenowo-asfaltowa ma c. g. 0,8642; w kontakcie

z okalającą wodą c. g. zwiększa się (w stopniach Bé zmiana jest na kilka stopni).

Na strukturach drugiej grupy ciężkie ropy (0,9722) są około wychodni pokładów, a lekkie ropy (0,8485—0,8333) znacznie głębiej.

Na strukturach trzeciej grupy ropne poziomy występują w jednorodnych znacznej miąższości strefach (zonach) piasków pliocenu, stale przewarstwionych piaszczystymi ilami i łupkami (shales). C. g. ropy ogólnie zmniejsza się do dołu w miarę izolacji ropnych poziomów od infiltracji wód z powierzchni:

Strefy Long Beach	miąższość w stopach	głębokość występ. w stopach	c. g.
Alamitos	600	2300	0,920
Górna Brown	350	2950	0,900—0,905
Dolna Brown	1400	3300	0,823—0,848
Głęboka zona	3000	5000	0,871—0,888

Zmniejszenie c. g. ku górze w granicach dwóch dolnych zon może być wynikiem zdolności do lżejszej migracji lekkich składników ku górze pod ciśnieniem w granicach jednego zbiornika, albo redukcji ropy ze strony okalającej wody; tak w Santa Fe Springs zwiększeniu ku dołowi stopnia zasłonięcia wody zawsze towarzyszy zmniejszenie c. g. ropy. W Santa Fe Springs i w Long Beach przestrzeń ropnych poziomów zwiększa się ku dołowi, przynajmniej w granicach od 3000 do 4000 głębokości.

Na strukturach czwartej grupy (Kettleman Hills, Ventura Avenue) występują wielkiej miąższości piaski uszczelnione warstwami znacznej miąższości zbitych ilów i glin, co stwarza wielkie ciśnienie gazu i wody. W Kettleman Hills ropa jest lekka naftenowa; c. g. zmniejsza się od 0,855 na poziomach głębokich do 0,707 na górnych, a około wierzchołka struktury występują tylko gazy.

W Ventura Avenue ropa jest typu cięższej naftenowej; c. g. zmienia się od 0,881—0,865 w partiach dolnych (do 2960 m) do 0,754 na poziomach od 500 m do 90 m.

Jedne z pól Kalifornii znajdują się pośród utworów z szczątkami przeważnie zwierzęcej przyrody, jak foraminyfery w warstwach górnego pliocenu w zagłębiu Los Angeles

i Ventura Avenue; ropy na takich polach są przeważnie naftenowe z mniejszą lub większą zawartością parafiny. Inne pola znajdują się na obszarach obfitujących w szczątki diatomeowych roślin, jak diatomeowe łupki górnego eocenu (Coalinga), środkowego miocenu (łupki Monterey, Maricopa shales w dol. San Joaquin), górnego miocenu (Santa Margarita); ropy tych pól są naftenowe bazy asfaltowej, bezparafinowe. W zagłębiu Los Angeles pod pliocenem (Repetto formation) znajdują się również diatomeowe łupki formacji Monterey i powstaje pytanie o możliwości migracji ropy z tych utworów (więc ropy bezparafinowej) w szerokie zamknięte formy, jak Dominguez, Long Beach, Santa Fe Springs i Ventura Avenue (w których ropy są mniej lub więcej parafinowe) <sup>1)</sup>. Wniosek o zależności typu parafinowego od utworów foraminiferowych, a typu asfaltowego od materiału roślinnego (diatomeowe), byłby niezgodny z tym, co zaznacza się w Pensylwanii, gdzie ropy parafinowe są na obszarze osadów ze stałą zawartością roślinnych szczątków, co prawda wyższych form (fukoidy).

M i d - C o n t i n e n t (C. W. T o m l i n s o n, A. L e v o r s e n in Probl. of Petr. Geol.).

Ta wielka prowincja jest zespołem poszczególnych mniejszych, różniących się mniej lub więcej budową i składem geologicznym. Całość zespołu jest ograniczona od SE, S i SW starszymi ramami, tylko częściowo występującymi na dzisiejszą powierzchnię ziemi, a przeważnie w postaci podziemnych grzbietów (burried ridges), jak Wichita-Arbucle, granity Nemaha, siodło przedkarbońskich utworów Oklahoma City i innych, mających często budowę fałdowych stref, rozmieszczonych kulisowo (en échelon). Ropne poziomy należą do utworów paleozoicznych różnego wieku, z wyjątkiem najbardziej południowej z poszczególnych prowincyj wzdłuż strefy uskoków (Balcones, Mexia) Wschodniego Teksasu, ropne pola Mexia, Powell, Luling i inne, i w wielkiej synklinie Wsch. Teksasu, pola Buggy, które zawierają ropy w utwo-

---

<sup>1)</sup> H. H o o t s, A. B l o u n t and P. J o n e s. Marine oil shale, source of oil in Playa del Rey Field, Cal. Bull. Am. Ass. Petr. Geol. 1935, 2. Ropa 22—24, 2 A. P. I. naftenowo-paraf., zaw. S do 2,70%; łupki nie diatomeowe zawierają tylko foraminifery, piryty, rozpuszczalnego w chloroformie bituminu do 6,05% i do 15% przez destylację; produkt destylacji — bazy naftenowo-parafinowej.

rach kredy i trzeciorzędu. Stopień pofałdowania jest ogólnie bardzo słaby, a kierunek fałdów niezgodny z tektonicznymi kierunkami obramowania i uzależniony raczej od miejscowych pionowych wypiętrzeń i zanurzeń. Na fałdach łagodny upad warstw wzrasta z głębokością; na siodłowych wypiętrzeniach miąższość seryj jest mniejsza, niż na stokach. Można by przypuszczać, że dysharmoniczny układ zależy od stopniowego narastania fałdów w czasie sedymentacji, lub może być wynikiem niejednakowego ściśnięcia osadów w czasie ich zestalenia. Jako zbiorniki ropne służą tu różne skały piaskowce (Kansas, Oklahoma, Panhandle w Teksas, East Texas) i wapienie rafowe w permskim solnym zagłębieniu Zach. Teksasu i w Now. Meksyku (Big Lake, Yates), również krzemionkowe ordowickie wapienie (Arbucle w Big Lake i w Oklahoma City); złoża są na łagodnych antyklinach (Cushing, Big Lake), na obszarach monoklinalnych miejscami w postaci wąskich stref piasków, wypełniających prastare rzeczne łożyska od strony wypiętrzeń, lub stare brzeżne wały na plażach równoległe do brzegu (typ shoestring = sznurowadło, analog. do złóż w Pechelbronn i Majkopie); największe pola znajdują się na granicy niezgodnego uwarstwienia pomiędzy seriami górnego (Cherokee Shale) i dolnego (Chatanooga shale) karbonu, albo górnego karbonu i kambru, również pomiędzy kredą dolną i górną (East Texas), lub w strefie uskoków (Mexico, Luling). Złoża znajdują się w tych wypadkach niezależnie od fałdowania, niezależnie od tego, czy przerwa w sedymentacji przy niezgodnym uwarstwieniu była długa, lub krótka. Każda niezgodność prowadzi do wyklinowania (wedge-edge), więc do zamknięcia zbiornika, powstałego na rozmytej (zerodowanej) powierzchni i zachowującego ropę powstałą wcześniej; związek pomiędzy zbiornikiem i ropą nie jest genetyczny, lecz wyłącznie strukturalny, chociaż nie tektoniczny.

Inne stosunki są w zbiornikach wapiennych (rafowych), które są otoczone również wapieniami i marglistymi osadami, które można byłoby przyjmować za macierzyste utwory. Obwody ropnych pól odpowiadają często ściśle przestrzeni, zajętej przez skały-zbiorniki; w innych wypadkach w tychże skałach, wychodzących poza obwód stwierdzonego ropnego

poła, zwykle są tylko okalające wody (edge-water) pod wysokim ciśnieniem.

Solanki towarzyszące złożom mają koncentrację tym większą, im poziom jest głębszy, np. w wapieniach ordowickich. Pomimo bardzo różnych strukturalnych form ropnych pól w różnych prowincjach Mid-Continent ich ropy są ogólnie typu parafinowego z niewielką domieszką składników asfaltowych o zmniejszającym się cięż. gat. (od 0,84 do 0,78) w miarę głębokości poziomu; z powiększeniem głębokości na 1000 stóp c. g. ropy zmienia się w serii permskiej na 4,8° Bé, a w serii górnego karbonu na 2,2° Bé.

Wyjątek z tego prawa stanowią ropy w poziomach kambro-ordowickich, w nich ropy pozostają jednakowo lekkimi na bardzo różnych głębokościach.

W poziomach górnej kredy w strefie uskoków (Navarro formation i Taylor marl) ciężka ropa znajduje się niżej, a lekka ropa wyżej; jeszcze głębiej, na granicy dolnej kredy, w piaskach Woodbine (poziom East Texas) — ropa lekka. Na polach East Texas ropy w piaskowcu Woodbine mają c. g. 0,8333—0,8235; gazy zawierają wysoki procent ciężkich składników i wskutek wysokiego ciśnienia w pokładzie znajdują się prawdopodobnie w stanie płynnym; w górnych partiach zbiornika nie ma nagromadzenia swobodnego gazu.

Na polach Mid-Continent można zauważyć, że nie ma stosunku pomiędzy głębokością znajdowania się zbiornika i ciśnieniem w nim:

Pole Seminole	głębokość w stopach	ciśnienie w funtach	ekwiwalent słupa wody w stopach
Misener sand	3.967	988	2.276
Hunton, wapień	3.980	1.520	3.502
Simpson, dolomit	4.068	1.152	2.654
Wilcox I	4.124	637	1.467
Wilcox II	4.217	800	1.843

W zbiornikach przedzielonych kilku, lub kilkudziesięciu stopami ciśnienie jest bardzo różne. Poziom Wilcox sand (ordowicki) znajduje się na ogromnej przestrzeni, a niejednakowe ciśnienia w nim świadczą, że poziom nie ma połączenia z powierzchnią ziemi. Nie wiemy jednak, jaki jest w różnych partiach tych piasków stopień oporu wskutek tarcia.

Poziom stratygraficzny Woodbine sand (górną kreda) zawiera ropne poziomy: w East Texas w związku z niezgodnym jego uwarstwieniem (wedge edge) na dolnej kredzie; w Boggy Creek około słupa solnego, przy czym z piętnastu odkrytych tu słupów tylko około jednego; w strefie Mexia fault, 10 pól ropnych, przy czym uskoku służył jako opór (trap) do przemieszczenia i nagromadzenia ropy po czasie powstania uskoku. Woodbine sand w East Texas uległ częściowemu rozmyciu i niezgodnemu pokryciu przez wapienie Austin. Przy ogólnym monoklinalnym upadzie piasków Woodbine są one zebrane w łagodne antykliny lecz płonne, a nie ropne, jak około solnego wypiętrzenia Boggy Creek. Jeżeli przyjmiemy szeroką boczną migrację, nie można wytłumaczyć płonności takich antyklin i miejsc około licznych solnych wypiętrzeń; pozostaje przypuszczenie, że ropne złoża w poziomie w Woodbine sand znajdują się jedynie tam (East Texas, Boggy Creek, Mexia fault), gdzie około tych piasków istniało już większe nagromadzenie organicznego materiału.

Gulf Coast (Donald C. Barton, Marcus A. Hanna in Probl. of Petr. Geol.).

Wypiętrzenia solne (słupy, ekzematy, Salt dome) w Stanach Zjednoczonych są rozpowszechnione w prowincji Brzeźnej (Gulf Coast) w Teksasie i Luizianie i spotykają się, jako zjawiska rzadkie, w Utah i Colorado. Morfologia wypiętrzeń nie jest skomplikowana; w przekroju poprzecznym są to ciała eliptyczne lub okrągłe, rzadziej wyciągnięte. Rozmieszczenie 130, czy więcej, wypiętrzeń na brzeźnej nizinie może być ujęte przypuszczalnie w związku z krzyżowaniem uskokuwych szczelin równoległych do znacznych uskokuwych jednostek, jakimi są system uskokuw Balcones fault i system Red River; natomiast wypiętrzenia solne w Pol. Wschodnim Teksasie (Van, Buggy i inne) znajdują się wzdłuż osi wielkiej synkliny, na wschodnim skrzydle której znajduje się słynne ropne pole East Texas; poszczególne wypiętrzenia znajdują się na lekkich drugorzędnych siodłach tej wielkiej synkliny.

W rozwoju solnych wypiętrzeń są trzy stadia: młodości — przeważnie głębokie wypiętrzenia nie występujące około powierzchni; dojrzałości — morfologiczne formy najlepiej wykształcone, a same wypiętrzenia są przybliżone do powierzchni; starości — morfologiczna forma uległa zniekształceniu,

często z przewaleniem w tę lub inną stronę, wskutek osuwania się górnej części i długotrwałego wietrzenia około poziomu gruntowych wód (Salzspiegel). W Rumunii i w Niemczech niektóre wypiętrzenia solne mogą być krańcową formą złuszkowania przy wyraźnych orogenicznych napięciach; w Południowym Iranie i w Teksas-Luizianie przeważa prawdopodobnie regionalne statyczne ciśnienie nadkładu, przy czym zluźnienie wzdłuż systemu szczelin i uskoków i erozja (rozmycie) może zmniejszać przeciwwagą bezpośrednio nad wypiętrzeniem, jak to miało być na wypiętrzeniach około kanjonu Colorado.

Wiek solnych warstw przyjmują za permski, z pewnymi jednak zastrzeżeniami. Czas wypiętrzenia tych mas przypada od eocenu do dziś; obecność kredowych utworów gdzieś gdzie w nadkładzie (super-cap rock) stwierdza, że proces wypiętrzenia rozpoczął się po czasie kredy; warstwy eocenu około słupów solnych są nachylone i pokryte niezgodnie warstwami oligocenu i miocenu. Te stosunki pozwalają twierdzić, że sedymentacja i wypiętrzenia były synchroniczne, a sedymentacja odbywała się w morzu płytkim, możliwie nawet w brzeżnych lagunach. Utwory eocenu, oligocenu i miocenu należą do typowo morskich, częściowo do słonowatych (brakisch), rzadko bitumicznych i zawierających we wszystkich poziomach foraminifery.

Solna masa zawiera oprócz soli różne ilości anhydrytu w postaci ziaren i pasemek. Na słupach solnych w stadiach dojrzałości i starości znajduje się większej lub mniejszej miąższości „czapa“ — cap rock, złożona z produktów wietrzenia solnych mas, więc z anhydrytu i gipsu (z siarką) i często z porowatych wapienno-dolomitowych utworów.

Według innego tłumaczenia gipsowo-anhydrytowa czapa może być szczątkiem normalnego osadu w stropie solnej masy, wyniesionego, rozkruszonego i ponownie scementowanego w czasie wyciśnięcia solnego słupa; natomiast wapienie i siarka na niektórych słupach są produktami wietrzenia i metasomatyizmu.

Nad czapą znajdują się, zwykle nieco kopułowato wygięte, warstwy przeważnie pliocenu i czwartorzędu; ten utwór nazywają „super-cap rock“ (nadkład). Naokoło na zboczach solnego wypiętrzenia występują w różnym stopniu nachy-

lenia piaskowce, piaski, ropy, łupki i margle wieku od eocenu do miocenu, zwykle pokryte znacznej miąższości szutrem i ropy pliocenu i czwartorzędu. Ropne poziomy znajdują się w warstwach eocenu, oligocenu i miocenu na zboczach słupów, w cap-rock (dolomitowe wapienie słynnego z wydajności złoża Spindletop) i w nadkładzie.

Ropy należą, według B a r t o n a, do typu ciężkich (0,920) bezparafinowych; z głębokością zmieniają się na lżejsze (0,8589 w głęb. 5000 stóp) i częściowo z zawartością parafiny. Ropa w piaskach w Woodbine sand, górnej kredy (jak na polu East Texas) na wielkim wypiętrzeniu Sabine uplift na polach Caddo jest parafinową i ma c. g. 0,8333 i więcej.

Ropy z różnych poziomów dają, według B a r t o n a, inne ilości lotnych składników, oleju gazowego, nafty i pozostałości, więc charakter rop jest odrębny.

Ostatnio w Stan. Zjedn.<sup>1)</sup> przyjęto określenie bazy ropy przez cięż. gat. w stopniach A. P. I. (bardzo mało różniących się od stopni Beaumé) frakcji N 1, pomiędzy 250° i 275° C przy normalnym ciśnieniu i według punktu zmętnienia (stygności, krzepnięcia) frakcji N 2, pomiędzy 275° i 300° C przy 40 mm ciśnienia. C. g. frakcji N 1 od 40 Bé i więcej świadczy o bazie parafinowej; c. g. od 33 Bé do 40 Bé jest wskaźnikiem przejściowej (intermediate) bazy; c. g. mniejszy od 33 świadczy o bazie mieszanej parafinowo-naftenowej, czy też o naftenowej bazie.

Punkt zmętnienia frakcji N 2 niższy od 5° jest wskaźnikiem braku stałej parafiny, a wyższy od 5° wskazuje na obecność stałej parafiny; ropy naftenowej bazy nie zawierają stałej parafiny, i obecność jej pozwala rozróżniać ropy mieszane.

Można być różnego zdania o ścisłości tej metody, lecz daje ona wyniki, nadające się do porównania dla naukowej i praktycznej interpretacji analiz rop. Mniej więcej te same wyniki w stosunku do odróżnienia rop bazy parafinowej i często asfaltowej daje określenie w ropie stałej parafiny (według H o l d e) i punkt stygnięcia pozostałości, t. j. frakcji od 300° C do końca. Analizy zebrane w dziele Dav. T. D a y

---

<sup>1)</sup> S m i t h and L a n e, Tabulated Analyses of Representative Crude Petroleums of the United States. U. S. Bureau of Mines. Bull. 291, 1928.



(A Handbook of the Petroleum Industry, 1922, Vol. 1, str. 539—586) dają przeważnie zawartość stałej parafiny, więc w wielu wypadkach nadają się do porównawczych zestawień. Podział rop według bazy bynajmniej nie przeczy podziałowi technicznemu rop; w ropach o zawartości 5% do 9% stałej parafiny nie może być związków parafinowych mniej, jak 60—70%. Ropy minusowe i plusowe, rozróżniane według zwykłej technicznej próby, są w każdym razie krańcowymi typami rop asfaltowych (tar-base), często naftenowych, i rop parafinowych. Taka próba pozwala zaliczyć ropę Pensylwanii, nie zawierającą stałej parafiny, do rop parafinowych, wraz z ropą Zach. Wirginii, zawierającą stałej parafiny od 3% do 9%, a minusowe rOPY np. z piaskowców ciężkowickich w Potoku lub w Równem zaliczać do bezparafinowych, nie zważając, że w benzynach tych rop zawartość węglowodorów szeregu parafinowego dochodzi do 58,5% i 63% (według dr S z a j n y).

Liczne stare analizy rop, zebrane w dziele E n g l e r a (Das Erdöl. Tabellen zum ersten Bande, 1913), podają frakcje w tak różnorodnych granicach, że analizy nie mogą być użyte dla zestawienia według metody amerykańskiej. W wyjątkowych jednak analizach tablice zawierają frakcje, odpowiadające N 1 amerykańskiej metody, i można widzieć, że rOPY z pól Bradford i Venango w Pensylwanii mają c. g. tej frakcji około 45° A. P. I., więc obie rOPY są parafinowej bazy, chociaż stałej parafiny nie dają; ciężka ropa Bibi-Ejbatu (0,8768) ma c. g. frakcji N 1 — 33° A. P. I., więc należy do bazy przejściowej lub parafinowo-naftenowej, jak również ciężka (0,9136) ropa z Kaja Kent, pod którą głębiej nawiercono lekką ropę parafinową.

Według B a r t o n a, typowo naftenowa ciężka ropa jest właściwa w Gulf Coast w osadach miocenkich; z głębokością w tychże poziomach ropa zmienia się w bardziej lekką.

ROPY w utworach oligocenu i eocenu są ogólnie lżejsze, nadto występują tu rOPY bazy przejściowej i mieszanej z zawartością stałej parafiny; w granicach każdego stratygraficznego poziomu rOPY zmieniają się z głębokością na lżejsze.

ROPY, należące do różnych stratygraficznych poziomów i znajdujące się dziś w jednakowej absolutnej głębokości, są

tym lżejsze, im wiek poziomu jest starszy. Każdy stratygraficzny poziom zawiera jakby właściwą temu poziomowi normalną pierwotną ropę; te pierwotne ropy były prawdopodobnie podobne do siebie i należą do typu naftenowego. Z biegiem czasu normalne ropy każdego stratygraficznego poziomu zmieniają się powoli w mieszane i tym bardziej, im wiek jest starszy (geotermiczne wpływy, zwiększenie ciśnienia, czas geologiczny, katalityczne i chemiczne wpływy siarki). Różnice w charakterze dzisiejszych rop w warstwach miocenu, oligocenu, eocenu i kredy, otaczających solne wypiętrzenia, stanowią następujące po sobie stadia takiej zmiany. Taka ewolucja rop zaznacza się w zwiększeniu stosunku H do C, czyli naturalną hydrogenizacją, lecz bynajmniej nie w wyniku reakcji między każdorazowo surową ropą i metanem (ta myśl jest bliska do myśli o metanizacji według H ö f e r a).

Poglądy B a r t o n a zostały ostro zaatakowane przez K r e j c i - G r a f a, według którego wszystkie ropy typu złóż Gulf-Coast pochodzą z jednej mniej więcej parafinowej ropy, znajdującej się na największych osiągniętych tam głębokościach (więc kredowej typu poziomu Woodbine) i są produktem migracji do góry i utworzenia asfaltowej czapy.

K r e j c i - G r a f, posuwając dalej rozumowanie B a r t o n a, przypuszcza, że logicznie biorąc rzeczy musielibyśmy zgodnie z B a r t o n e m uważać za pierwotny materiał rop bitumiczne utwory, najbliższe powierzchni ziemi i najcięższe, t. j. asfalty (?). Przeciwno myśli o zmniejszeniu c. g. z głębokością przytacza K r e j c i - G r a f zupełnie nieodpowiednie tu przykłady, jak Ventura Avenue, Surachany i inne. Myśl B a r t o n a o możliwości pierwotnego pochodzenia naftenowej ropy chce on obalić, powołując się na E n g l e r a, który rzekomo miał wykazać, że „bezpośrednie utworzenie naftenowej ropy <sup>1)</sup> z organicznej substancji (zwierzęcej lub roślinnej) jest wykluczone“ (Fortschr. der Oelgeologie, str. 24). E n g l e r mówi natomiast tylko, że ponieważ „nie jest znany taka organiczna substancja w większej ilości, któraby zawierała już cykliczne związki, więc bezpośrednie utworzenie takiej ropy nie jest możliwe“ <sup>2)</sup>.

---

<sup>1)</sup> mającej skład z związków cyklicznych.

<sup>2)</sup> E n g l e r in H ö f e r, Das Erdöl, 1922, str.

B a r t o n w swojej następnej pracy <sup>1)</sup> stara się wykazać, że na polu Spindletop ropy o odrębnych właściwościach występują w pewnych ograniczonych stratygraficznych strefach — w cap-rock, w środkowym miocenie, dolnym i oligocenie. Charakter każdej z tych rop kształtuje się pod wpływem zmian trzech rodzajów: a) migracji poprzek uwarstwienia, b) zróżnicowania według c. g. bezpośrednio w jednym wspólnym zbiorniku, c) normalnej zmiany z powiększeniem głębokości występowania i wieku osadów.

Pierwszy rodzaj prowadzi do zmian od cięższej ropy do lżejszej przy zmniejszeniu ilości pozostałości i lepkości ropy. Drugi rodzaj zaznacza się w górnych partiach zbiornika występowaniem ropy z nieco większą zawartością lekkich frakcyj. Trzeci rodzaj daje się ustalić przez zmniejszenie c. g. jak ropy surowej, tak i jej frakcyj i przez zwiększenie ilości części lekkich frakcyj w miarę zwiększenia głębokości; ten rodzaj zmian jest wynikiem zwiększenia temperatury i ciśnienia i zależy od stratygraficznego poziomu, więc nie może być ustalony dla rop w strefie cap-rock.

Występowania pewnych rop w ograniczonych stratygraficznych strefach może być wynikiem odrębnych dla nich macierzystych skał. Żadna z wyróżnionych rop nie mogłaby powstać z innej przez procesy wietrzenia; wyparowanie lżejszych składników w stosunkowo płytkich poziomach nie może wytłumaczyć różnicy w cząsteczkowym charakterze rop ze zmianą głębokości poziomów; reakcje z siarką nie mają znaczenia w tym wypadku, bo zawartość jej różni się dla niejednakowych rop o 0,07%. Utlenienie wytwarza nierozpuszczalny asfalt, nie wyzywając zmian w pozostałej płynnej ropie. Według B a r t o n a, wytłumaczenie różnicy pomiędzy ropami tylko migracją jednego typu ropy byłoby bardziej niedouwierzenia, niż powstanie niejednakowych rop z różnych macierzystych utworów.

B a r t o n jest skłonny szukać pierwotnego źródła ropy każdej stratygraficznej jednostki w osadach odpowiedniej serii o znacznej miąższości, a nie w jakimś jednym źródle w głębokości i w następnej migracji ropy do różnych poziomów. Lokalne czynniki jak filtracja, wyparowanie, wpływy

---

<sup>1)</sup> D. B a r t o n, Variation and migration of crude oil at Spindletop. Jefferson County, Texas. Bull. Am. Ass. Petrol. Geol. 1935, 5.

chemiczne mogą zmieniać i zaciemniać stopniową ewolucję rop. Również zwraca on uwagę, że nie tylko młodsze i stosunkowo niegłębokie rOPY Gulf Coast, lecz także rOPY w pliocenie i miocenie Kalifornii należą do typu naftenowych, z pewną domieszką związków terpenowych i aromatycznych.

Nagromadzenie ropy w złoża w prowincji Brzeźnej jest uzależnione nie od siodeł, lecz jedynie od form, otrzymujących zamknięte obwody około słupów solnych, jak miejsca największej różnicy ciśnień w bloku, ulegającym lekkiej deformacji.

K r e j c i - G r a f<sup>1)</sup> w całej serii swoich artykułów zwraca się do zmian cięż. gat. ropy z głębokością i ustala prawo takiej zmiany (Dichteregel): dla rop parafinowych zmniejszenie cięż. gat. ku górze, a dla rop typu asfaltowego zwiększenie cięż. gat. ku górze. Ropy asfaltowe mają znajdować się zawsze nad parafinowymi i stanowią właściwie ich c z a p ę t. j. produkt procesów około powierzchni ziemi; wysokocząsteczkowe składniki rop asfaltowych są produktem utlenienia, polimeryzacji i zgęszczenia cząsteczek lżejszych i prostych węglowodorów parafinowych.

Prawo K r e j c i - G r a f a zmiany właściwości ropy parafinowej zupełnie zgadza się z tym, co zostało na razie ustalone w Pensylwanii, Mid Continent i Gulf-Coast. Dla ropy naftenowej w Gulf-Coast B a r t o n zaznacza zwiększenie cięż. gat. ku górze, więc to samo prawo, które ogłasza K r e j c i - G r a f dla ropy asfaltowej; jeżeli danym B a r t o n a ma przeczyć wypadek Ventura Avenue i Kettleman Hills, to w takimże stopniu przeczy on i prawu K r e j c i - G r a f a, bo rOPY w tych złożach nie są ani typowo parafinowymi, ani typowo naftenowymi.

Szkoła amerykańska od dawna już zwróciła uwagę, że chemiczne i fizyczne badania rop muszą być ściśle koordynowane z geologicznymi faktami, jak poziom stratygraficzny zbiornika, dzisiejsza głębokość poziomu i jego różnych części, charakter skał w spągu i w stropie i charakter skał zbiornika, geologiczna historia zbiornika i całej serii ropnej (możliwe

---

<sup>1)</sup> K r e j c i - G r a f, Geochemie der Erdöllagerstätten. Abh. prakt. Geol. 20, 1930. — Grundfragen der Oelgeologie. Schr. Brennstoff-Geol. 4, 1930, str. 77—78. — Oelgeologie als Grundlage einer methodischen Lagerstätten-Suche. N. Jahrb. Min. etc. Beilage Bd. 73, 1934, str. 203.

przystosowanie się ropy, gazu i wody w miarę zmiany geologicznych warunków — filtracja, lokalne zmiany chemiczne ropy i wody), budowa tektoniczna regionalna i formy lokalne. Tylko po uwzględnieniu całokształtu geologicznych faktów analizy rop i wody otrzymują geologiczne znaczenie, np. wpływ odgazowania zbiornika na pochodzenie solanek, wpływ wody na właściwości ropy, wpływ otaczających skał. Takie zbiorowe badania (kompleksowe według już utartego wyrazu u rosyjskich geologów) najprędzej mogą doprowadzić do rozwiązania zagadnienia o migracji ropy i o skałach macierzystych. Dla wniosków o charakterze ogólnych praw, jak Dichteregel K r e j c i - G r a f a, koniecznym byłoby każdorazowe wyeliminowanie wpływu czynników drugorzędnych (filtracja, wyparowanie, odgazowanie, ciśnienie i t. d.), lecz gruntownie zmieniających niektóre właściwości ropy. Prawa ustalone przez K r e j c i - G r a f a są tylko powtórzeniem myśli E n g l e r a i myśli B e e b y T o m p s o n a <sup>1)</sup>: „fakty, przemawiające za ścisłym stosunkiem pomiędzy ropami parafinowej i asfaltowej bazy, narzucają wątpliwość co do odrębnego pochodzenia tych rop; w granicach poszczególnych ropnych pól ropy parafinowej bazy występują często pod ropami bazy asfaltowej, a wypadek odwrotny nie był mu znany“.

Wypadki takie są jednak znane, przynajmniej o ile ropy należą do ropnych serii w różnych stratygraficznych jednostkach (Wyoming i patrz dalej str. 544).

**Niemcy** (Deutsches Erdöl. Brennst. - Geologie, H. 7, 1931 i H. 9, 1934. J. S t o l l e r, Deutschland, E n g l e r, Das Erdöl, 2 Auflage, 1930).

W Hannowerskim okręgu Niemiec złoża ropne znajdują się około słupów solnych; z ilości około 64 znanych tu słupów, ropne złoża występują tylko około czterech, czy sześciu: Wietze, Hönigsen-Nienhagen (okr. Celle), Oelheim i Oberg (okr. Peine).

Wypiętrzzenia solne nie różnią się morfologicznie i stadiami rozwoju od słupów solnych znanych w innych krajach, chociaż powstanie ich łączą raczej z fazą pohercyńskiego

<sup>1)</sup> B e e b y T o m p s o n, Oil-field exploration and development. London 1922, str. 52—53.

fałdowania (saksońska orogenezy alpejskiej), a nie wyłącznie ze statycznym ciśnieniem nadkładu, jak w Stanach Zjednoczonych i w połudn.-wsch. Persji <sup>1)</sup>). Ropne poziomy stwierdzono w warstwach senonu, dolnej kredy (Valendis i Weald), górnego doggeru, dolnego doggeru i na granicy dolnego liasu i rötu <sup>2)</sup>).

Ropa senońska z niewielkiej głębokości jest asfaltowa z niewielką domieszką parafiny, c. g. 0,960—0,935.

Ropy dolno-kredowe, z poziomu najbardziej wydajnego w Hönigsen-Nienhagen, są parafinowe (6,20% do 1,30%) z zawartością asfaltu (5,20% do 0,30%), więc typu raczej mieszanego. C. g. zmniejsza się od 0,973 w 180 m do 0,875 w 1300 m, przy jednoczesnym zmniejszeniu stopnia lepkości i zwiększeniu wydajności benzyny.

Ropy górnego doggeru różnią się wysoką zawartością parafiny (do 9,5%) przy stałej domieszce asfaltu (2,56%). C. g. zmienia się od 0,945 w głębokości 70 m do 0,891 w głębokości 919 m. Lepkość jest wysoka przy bardzo małej wydajności benzyny.

Ropy dolnego doggeru są lekkie, w głęb. od 240 m do 558 c. g. zmienia się od 0,861 do 0,857; zawartość parafiny znacznie niższa — w przytoczonych głębokościach — 1,6% i 3,1% przy zawartości asfaltu — 3,26% i 0,80%; wysoka zawartość benzyny i niska lepkość ropy.

Ropy dolnego liasu są parafinowe z małą domieszką asfaltu; w głęb. 118 m zawartość parafiny 2,7% i asfaltu 1,65%, c. g. 0,892; w głęb. 1024 m — parafiny 4,9%, asfaltu 0,54%, c. g. 0,857.

Według *S t u t z e r a*, ropa dolnego doggeru, różniąca się ostro od ropy górnego doggeru, jest bliższa swymi fizycz-

---

<sup>1)</sup> J. V. H a r r i s o n, The Geology of some Salt-Plugs in Laristan. Quart. Journ. Geol. Soc. 1950, LXXXVI, 344. — H a r r i s o n, Salt Domes in Persia. Journ. of the Inst. Petr. Techn., 1951, May. — J. W. G r e g o r y, Structure of Asia. London 1929.

<sup>2)</sup> H. S t e i n b r e c h e r und O. S t u t z e r, Chemische Untersuchung Deutscher Erdöle und ihre Auswertung nach Tiefenlage und geol. Formation. Brennstoff-Geol., 9, 1934. To samo Petroleum, 1934, N. 39.

Prof. O t t o S t u t z e r, wybitny geolog niemiecki, organizator katedry i Instytutu Brennstoff-Geologie w Freibergu w r. 1927, założyciel i redaktor czasopisma: Schriften aus dem Gebiet der Brennstoff-Geologie, zmarł nagle 29. IX. 1936 w wieku 55 lat.

no-chemicznymi właściwościami do rop dolnego liasu. Dla każdej serii ropnej wyraźnie występuje zmniejszenie c. g. z głębokością. Według ogólnie przyjętych norm ciężkie rOPY dolnej kredy i górnego doggeru są parafinowe typu mieszanego, a lekkie rOPY dolnego doggeru i dolnego liasu są parafinowe z nikłą zawartością asfaltu; te lekkie parafinowe rOPY nie zmieniają swego zasadniczego charakteru do głębokości nawet 180 m w Oelheim, gdzie na tej serii leży niezgodnie seria waldy z ciężką parafinową ropą.

K r e j c i - G r a f wyciąga z tych samych materiałów wniosek, że w Hannowerskim okręgu rOPY pokazują „Dichteregel“ rop asfaltowych; jeżeli dla dwóch górnych poziomów można mówić o typie rOPY mieszanym, to dwa dolne poziomy zawierają rOPY parafinowe, dla których wbrew oczywistości K r e j c i - G r a f woli mówić o „Dichteregel“ rop asfaltowych jako wypadku dla rop parafinowych (Fortschr. d. Oelgeol., str. 34); ma to być wynikiem filtracji i utworzenia się czapy przez zwiększenie zawartości asfaltu w ropach serii dolnej kredy. Dowolnie też K r e j c i - G r a f uważa serie głębsze za lepiej uszczelnione, niż serie górne, chociaż na WNW stronie solnego wypiętrzenia Nienhagen dominują warunki geologicznego układu raczej odwrotne.

Po odkryciu ropnego poziomu w dolomitowych wapieniach dolnego cechsztynu pod solną serią cechsztynu w Volkenrode w Turyngii na południowej stronie Harzu, ożywiła się dyskusja, czy rOPY obszaru Hannowerskiego nie pochodzą ze źródła macierzystego pod formacją solną. Ropa Volkenrode ma c. g. 0,834 (37,8 A. P. I.) i zawiera 1,94% parafiny. K r e j c i - G r a f wystąpił jako jeden z gorących obrońców myśli, że rOPY dostały się w różne poziomy Hannowerskiego mezozoiku z cechsztynu; „rewelacyjne“ odkrycie A r c h a n g i e l s k i e g o na dnie Czarnego Morza osadów z zawartością 23—25% organicznej substancji pozwala mu uważać wszystkie faciesy mezozoiku północnych Niemiec za nieodpowiednie dla powstania w nich macierzystej ropnej substancji (Deutsches Erdöl, 1934, str. 84—85).

Odkrycie ropnych poziomów w seriach stratygraficznie głębszych uważa się za dowód migracji rOPY w poziomy stratygraficznie wyższe. Natomiast w Oberg w serii dolnego dog-

geru stwierdzono, że ropne poziomy są ześrodkowane wydłużonymi strefami piasków pośród ilów i glin<sup>1)</sup>, podobnymi do shoestring Kansasu.

**Rumunia** (G. M a c o v e i in Engler's Erdöl, 2 Auflage, 1930. M a c o v e i, P. V o i t e s t i in Karpaty i Przedgórze III, Borysław, 1935).

Wyniki systematycznych badań, wykonanych przez Geol. Instytut Rumunii<sup>2)</sup>, wykazują ponad wszelką wątpliwość, że ropy w poziomach oligocenu, meotu i daku, stanowiących główne ropne serie Rumunii, różnią się swymi właściwościami.

Ropy w utworach oligocenu są parafinowe w Moinesti i Zemes i nawpół parafinowe w Stanesti; ropy w warstwach meotu są parafinowe w Moreni (15,2—19,2% aromatycznych związków), Gura Ocnitei (11,6% zw. arom.), Ochiuru, Runcu, Chiciura (nawpół parafinowa), Boldesti (11,4% zw. arom.), Baicoi (19,1% zw. arom.), Scaiosi, Ceptura (10,5% zw. arom.), Aricesti, Arbanasi (21% zw. arom.), lub rzadziej bezparafinowe — Copaceni i Moinesti. W ropach dolnych warstw meotu zawartość parafiny jest większa, niż w ropach warstw górnych; w Moreni ropa poziomu I zawiera parafiny 4,5%, a ropa poziomu III. — 6%.

Ropy z warstw daku są bezparafinowe, rzadziej z domieszką parafiny do 3—3,7%, jak w Moreni (14,3% zw. arom.), Gura Ocnitei (13,3% zw. arom.), Ochiuri (4,4—7,2% zw. arom.), Glodeni, Baicoi (13,7% zw. arom.), Tintea (10,7% zw. arom.).

W warstwach mioceńskiej solnej formacji ropa pól Tetcani jest parafinowa (19,5% zw. arom.).

Ropy w jednych poziomach stratygraficznych różnią się cięż. gatunk. znacznie od rop z innych poziomów. Ropy z poziomów daku w Moreni mają c. g. w granicach 0,845—0,925

---

<sup>1)</sup> R. H e r r m a n n, Die Erdöllagerstätte von Oberg bei Peine. Brennstoff-Geol., 7, str. 136—137, 142—145.

<sup>2)</sup> Prof. E. C a s i m i r, Destillationsergebnisse und allgemeine Eigenschaften der rumänischen Erdöle. Petroleum, 1934, N. 40, 44.

Stare analizy E d e l e a n u (1908 r.) nie zawsze nadają się do porównania; patrz również K r e j c i - G r a f, Geochemie der Erdöllagerstätten, erläut. an den rumänisch. Vorkommen. Abh. zur praktischen Geologie und Bergwirtschaft, 20, 1930.



i na północnym skrzydle są lżejsze (0,785—0,830); ropy z poziomów meotu mają c. g. w granicach 0,820—0,865. W Gura Ocnitei c. g. rop meockich waha się w granicach 0,820—0,855, a rop z poziomów dackich w granicach 0,820—0,900, w Moreni c. g. ropy w warstwach dackich zwiększa się ku górze, a w Ochiuri najcięższa ropa (0,926) występuje w najniższych poziomach serii dackiej.

W Tintea bezparafinowa ropa serii dackiej na północnym skrzydle ma c. g. 0,880—0,910, a na południowym — 0,828 i zawiera parafiny do 1,90%.

W Tetcani parafinowa ropa z płytkich szybów kopanych ma c. g. 0,799, a z szybów wierconych głębszych — 0,8117.

W Boldesti c. g. parafinowej ropy meockiej (0,837—0,844) zmniejsza się ku górze.

W obydwóch ostatnich wypadkach można przypuszczać wpływ filtracji ropy przez piaski (w Tetcani nawet konglomeraty) podobnie, jak w Ventura Avenue i Kettleman Hills (ropa naftenowa), albo w Surachanach (ropa parafinowa). K r e j c i - G r a f przytacza te przykłady w dowód prawa zmiany c. g. dla rop parafinowych. W wynikach badań prof. C a s i m i r a widzi K r e j c i - G r a f potwierdzenie swego wniosku (Geochemie, 1930, str. 7—81), że poziomy dobrze uszczelnione (meockie Aricesti, Boldesti, Ceptura, Moreni, Ochiuri, oligoceńskie Moinesti, Zemes) zawierają ropy parafinowe, a złoża nieuszczelnione (ausbeissende) (dackie w Moreni i Ochiuri, meockie w Moinesti, oligoceńskie w Stanesti), lub ongiś występujące około powierzchni, zawierają ropy asfaltowe. Naftenowy charakter meockiej ropy Copaceni tłumaczy K r e j c i - G r a f również nieuszczelnionym układem złoża (Fortschr. d. Oelgeol., str. 35). W innej swojej pracy (Erdöl, str. 134—135) tłumaczy on zwiększenie c. g. ku górze w ropach naftenowych wpływem tlenu z powierzchni, a zmniejszenie c. g. w tymże kierunku w ropach parafinowych filtracją; w innym miejscu wprost nazywa Dichteregel der Paraffinöle—Filtrierungsregel. Wyjątkami z tego „Dichteregel“ jest utworzenie z ropy parafinowej ozokerytu przez wyparowanie około powierzchni ziemi, oraz ponowna filtracja ropy naftenowej po jej utworzeniu i stopniowa przy tym utrata cięższych składników. Dlaczego przy poprzedniej fil-

tracji ropy naftenowej, kiedy to ona ma stopniowo powstawać z ropy parafinowej, ta filtracja nie prowadzi do zmniejszenia jej c. g. — K r e j c i - G r a f nie mówi. Opierając się na licznych spostrzeżeniach o wpływie wód na asfaltyzację ropy, K r e j c i - G r a f uogólnia znaczenie tego czynnika: „ropy asfaltowe są czapą (Hutbildung) na ropach parafinowych“.

Z chemii wiadomo, że parafiny są to związki nasycone (krańcowe), uszeregowane w otwarty łańcuch bez bocznych odgałęzień (normalne), lub z takimi odgałęzieniami (izomery); nie jest wykluczone (prof. S u i d a u. P ö l l, Petroleum, 1934, N. 25), że do takich łańcuchów są dołączone również inne węglowodorowe związki o budowie otwartej lub zamkniętej cyklicznej (pierścieniowej), które jednak nie mogą zmieniać wyraźnych właściwości nasyconych związków przeważających w tym wypadku. Nafteny są również nasycone lecz cykliczne związki z dołączonymi do nich bocznymi, niedługimi łańcuchami, które również nie mogą zmieniać zasadniczych cech związków cyklicznych. Pomędzy obydwoima grupami muszą istnieć „niewyjaśnione jeszcze i nieznanne“ przejściowe formy.

O związkach aromatycznych można powiedzieć, że są to naturalne związki nienasycone przeważnie budowy cyklicznej, lecz bez wyraźnych właściwości innych nienasyconych związków (olefiny), otrzymywanych tylko w produktach destylacji. Tyle uczy chemia.

K r e j c i - G r a f również powtarza (Fortschr. der Oelgeologie, str. 35—37), że pewne przejście pomiędzy parafinami i naftenami, zdaje się, polega na tym, że do łańcuchowych nasyconych związków mogą być dołączone cykliczne związki o budowie naftenowej i aromatycznej, lecz wyciąga wniosek dalszy: „wolno nam przyjąć, że proces powstania naftenów rozpoczyna się przez powstanie aromatycznych związków z nasyconych związków (parafinowych)“. Jednocześnie z pierwszymi aromatycznymi związkami mają zjawiać się zwykle nafteny; aromatyczne i parafinowe związki, zdaje się, dają nafteny obowiązkowo, lecz po zjawieniu się związków aromatycznych w złożach niedawno obnażonych (jungexponierten) wymaga ten proces pewnego czasu. Ropy aromatyczne są związane z ropami naftenowymi (Asphaltöle); znane bowiem są metanowo-naftenowe mieszane ropy, oraz

metanowo-naftenowe aromatyczne ropy, nigdy jednak ropy metanowo-aromatyczne mieszane bez obecności naftenów. Potwierdzenie tych wniosków widzi *K r e j c i - G r a f* w przytoczonych wyżej wynikach analiz prof. *C a s i m i r a*; chemia nie zna jednak do dziś chemicznych czynności, kiedy przy niżeniu temperatury i ciśnienia, oraz zwiększeniu wpływu tlenu parafinowe związki przeistaczały by się w naftenowe (*H. H l a u s c h e k*, *Petroleum*, 1936, N. 39); wzbogacenie w związki naftenowe jest możliwe do pewnego stopnia około powierzchni ziemi przez wyparowanie, filtrację i przypuszczalnie działalność bakterialną. Ropy naftenowe są znane w znacznych głębokościach — do 938 m w Wyoming, do 2960 m w Ventura Avenue, do 800 m w Majkopie, do 1100 m w Bibi-Ejbat, do 1000 m na Potoku i w Grabownicy w Polsce, a ropy parafinowe znajdują się także na niewielkiej głębokości w Birmie, na Sumatrze, zwłaszcza w Polsce — Lipinki, Słoboda Rungurska i inne.

Rzeczywiste stosunki pomiędzy ropami parafinowymi, naftenowymi i aromatycznymi są bardzo skomplikowane i nie dają się wytłumaczyć ogólnymi prawami, ogłaszanymi przez *K r e j c i - G r a f a*.

### **Właściwości rop polskich.**

Istniejące materiały o właściwościach rop polskich <sup>1)</sup> pozwalają dać tylko przybliżoną próbę porównawczego zestawienia rop według poziomów stratygraficznych, głębokości występowania i dla poszczególnych pól ropnych.

---

<sup>1)</sup> *K. T o ł w i ń s k i*, Złóża ropy i wody podziemne Borysławia. Analitik dr. *D o l i ń s k i*. Biul. Stacji Geol. 1922, 5.

*Ch. B o h d a n o w i c z*, Lettres de Pologne. La Revue Pétrolifère 1926, 194.

*K. B o h d a n o w i c z*, Geologia naftowa. 1931, str. 50—52.

*A. S z a y n a i J. E h r l i c h*, Analizy rop małopolskich. Przem. Naftowy, 1932, 1—6.

*J. E h r l i c h*, Analizy rop małopolskich. Przem. Naftowy, 1934, 18—24.

*K. K a t z*, Analizy rop polskich. Karp. Inst. Geol. Naftowy, 1936, 25, i Geol. i Stat. naft. Polski, 1932, 3.

Seria komunikatów prof. *H. A r c t o w s k i e g o* z Inst. Geofizyki i Meteorol. Uniw. Jana Kazimierza, Lwów, 1928—1933.

## Oligocen.

### Seria krośnieńska.

Pola	głęb. m	c. g.	zawartość parafiny	stygność pozostałości
Harkłowa	371	0,896	—	—
„	442	0,897	0,8	—
„	446	0,894	0,8	—
„	450	0,894	0,8	—
„	532	0,902	0,9	—
Mokre	367	0,808	0,3	—
„	550	0,813	0,3	—
Tarnawa Dolna	700	0,850	0,5	—
Rajskie	382	0,805—0,834	5,1	+
„	432,2	0,821	0,8	—
„	509,4	0,818	0,7	—
Bystre	180	0,806	0,4	—
Lipie	± 200	0,893	—	—

Ropy bezparafinowe lekkie i ciężkie zaznaczają tendencję do zwiększenia c. g. z głębokością. Bliższych szczegółów o ropie parafinowej z płytkich poziomów w Rajskim, występującej nad ropą bezparafinową nie ma.

### Seria łupków menilitowych i ich strop.

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	styg. pozost.
Łodyna	300	0,8356	1,23	—
Leszczowate	530	0,844	5,8	+
• „	546	0,858	5,6	+
Brelików	261,7	0,8495	3,9	+
„	422,85	0,8628	4,5	+
Wańkowa	315	0,8501	3,6	+
„	466	0,863	3,5	+
„	535	0,870	2,3	+
„	595	0,872	2,4	+
„ (eocen)	800	0,844	5,7	+
Ropienka	206	0,8594	1,2	—
„	215	0,871	0,9	—
„	305	0,851	4,1	+
„	332	0,831	5,0	+

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	styczn. pozost.
Ropienka	340	0,8492	5,3	+
„	374	0,846	5,9	+
Paszowa	196	0,831	0,5	—
„	330	0,844	0,7	—
Stańkowa	208	0,858	0,8	—
„	292	0,865		+

Na wydłużonym siodle, przewalonym ku południowi, na przestrzeni od Łodyny do Stańkowej, są dwa ropne poziomy: górny w warstwach przejściowych do serii krośnieńskiej z ropą bezparafinową lekką, w Ropience cięższą; dolny w górnym oddziale serii menilitowej z ropą cięższą parafinową i słabo parafinową, z tendencją do zmniejszenia zawartości parafiny z głębokością i jednocześnie do zwiększenia c. gat. Trzeci przypadkowy ropny poziom w Wańkowej występuje w eocenie, ropa lekka z większą zawartością parafiny.

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	styczn. pozost.
Wołosianka Mała	105	0,863	0,7	—
„	206	0,838	7,5	+
Rypne	519	0,831	4,6	+
„	638,5	0,844	6,7	+
„	855,5	0,859	5,2	+
Duba	846,3	0,841	8,0	+
Bitków	860,5	0,795	3,1	+
„	960	0,767	1,1	+
„	995,3	0,839	7,1	+
„	1000	0,834	6,5	+
„	1017,5	0,852	8,4	+
„	1078	0,818	3,8	+
„	1097,7	0,833	7,1	+
„	1212,9	0,786	2,0	+
„	1309,5	0,821	3,4	+
„	1324	0,824		
„	1497	0,830		

P a s i e c z n a.

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
Maurycy	930,5	0,755	0,2	—
„	1118	0,838	4,9	+
„	1129	0,811	2,3	+
Chrobry 1	1162	0,811		+
„	1285,7	0,822	3,8	+
Łaszcz	1500	0,793		+

Ropy należą do słabo parafinowych lekkich; zwiększenie zawartości parafiny idzie w parze ze zwiększeniem c. gat. Z głębokością zmniejsza się w ropach ilość frakcyj benzynowych, co może być wynikiem wpływu okalającej wody (B o h d a n o w i c z, Geol. Naft., str. 32) i zwiększa się ciężar gat. ropy; wyjątkiem jest ropa szybu Maurycy, jedyna w Bitkowie i Pasiecznej bezparafinowa. Nie da się zauważyć zależności lekkich rop od stopnia tektonicznego napięcia na wyniesionych częściach siodła, jak przypuszcza dr K a t z (szyby Stefan 2 i T. P. G. 1 w Pasiecznej); przeczą temu szyby Łaszcz 1 i Chrobry 1. Ciśnienie na większej głębokości w normalnych warunkach, poza wpływem wody okalającej, musiałoby prowadzić do rozpuszczenia lekkich węglowodorów i zmniejszenia c. g., jak w szybie Łaszcz 1.

W partii nasuniętej ropa występuje w serii k r e d o w e j i należy do lekkiej bezparafinowej i słabo parafinowej:

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
Pasieczna	306	0,791	0,5	—
„	333	0,769	0,3	—
„	378,8	0,730		
„	479,3	0,786	1,6	+
„	489,6	0,771	0,7	—
„	512,5	0,776	0,7	—
Bitków	392	0,728		—

**Eocen.**

a) Biecz	151,5	0,829	0,4	—
„	240	0,831	0,3	—
„	343,6	0,817	1,1	±
Lipinki	141,3	0,857	5,9	+

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
Lipinki	214	0,862	6,0	+
„	412—500	0,861	7,4—4,5	+
„	550	0,834	8,4	+
Libusza	200—300	0,855	3,0	+
Potok	573	0,827	0,4	—
„	720	0,826	0,4	—
„	734	0,822	0,2	—
„	1050	0,840	0,37	—
Dobrucowa (Męcinka)	975,2	0,813	4,0	+
Toroszkówka	160—250	0,775—0,790		—
Krosno, Kro- ścienko Niżne	443	0,884	0,7	—
„	518	0,882	0,35	—
Krościenko Wyzne	624	0,858	8,0	+
Turzepole	676,1	0,861	6,7	+
Stara Wieś	305	0,796	4,0	+
„	336	0,797	3,8	+
Brzozów	400	0,805		

Ropy występują na poszczególnych siodłach; na siodle Lipinki—Libusza—Dominikowice ropy z piaskowców ciężkowickich są wyłącznie parafinowe cięższe, a na siodle Biecza i Potok—Krościenko prawie wyłącznie bezparafinowe. Parafinowe występują na siodłach równoległych dalej ku północy (Turzepole i Brzozów); na przedłużeniu siodła Brzozowa w Humniskach i Grabownicy ropne poziomy występują w kredzie — bezparafinowe i parafinowe.

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
b) Kobylany	300—400	0,867	?	+
Wietrzno	535	0,834	0,5	—
Bóbrka	420	0,857	0,7	—
„	450	0,862	2,6	+
Równe—Rogi	608,9	0,840	0,8	—
„	650,4	0,861	5,8	+
„	1132	0,855—0,814	6,2	+
Lubatówka	698,5	0,845	0,3	—

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
Iwonicz	380—400	0,920—0,950	?	+
„	470—500	0,780—0,796		—
„	500—647	0,820—0,840		—

Występowania tych rop znajdują się na różnych częściach tego samego siodła warstw eoceńskich; lekkie ropy bezparafinowe należą do poziomów górnych, nawierconych na różnej głębokości od 420 do 700 m zależnie od podłużnych zanurzeń osi; ropy cięższe parafinowe należą do niższych poziomów (IV piask. w Bóbrce może być już kredowy); o ciężkich parafinowych ropach w Kobylanach i w Iwoniczu nad ropą bezparafinową nie ma bliższych szczegółów.

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
c) Majdan	203,5	0,839	0,8	—
„	402	0,881	1,1	—
Starunia	636	0,830	5,9	+
„	785,5	0,854	9,8	+

Na tych polach można zaznaczyć tendencję rop tak bezparafinowych, jak i parafinowych do zwiększenia c. g. z głębokością, co również zaznacza się na polach grupy a i b niezależnie od charakteru ropy.

### Kredowe utwory.

#### a) Facies magurski

Pola	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
Klęczany — połudn. część	250	0,809	4,6	+
„ „ „	280	0,811	4,6	+
„ „ „	300	0,808	4,6	+
„ północ. „	?	0,885		—
Szybark	?	0,826	sł. par.	+
Sękowa	150—200	0,839—0,880		—
Męcina Wielka	186	0,848	0,4	—
Ropianka (Dukla)	132	0,883	0,4	—
„ „	370	0,872	0,4	—
b) Węglówka	121,5	0,879	0,4	—
„	169,7	0,879	0,4	—



Pola	głębok. m	c, g	zaw. paraf.	styczn. poz.
Węglówka	275	0,894	0,5	—
„	450	0,875	0,4	—
„	566,8	0,881	0,4	—
„	?	0,884		+
Grabownica	459	0,829	0,3	—
„	564	0,822	0,2	—
„	943—1000	0,830	0,7	—
Humniska	400—500	0,825		—
„	700—1000	0,839	5,9	+
Strzelbice — piaskowiec jamneński	150—200	0,862—0,872		+
c) Kropiwnik	192	0,806	0,3	—
Schodnica (warstwy ino- ceram.)	811,5	0,829	5,9	+
Kosmacz	526	0,875	0,8	—
„	533	0,867	0,9	—
„	625	0,879	0,9	—
„	629,5	0,861	1,1	—
„	646	0,870	0,9	—
„	664	0,865	1,1	—
„	782	0,870	0,9	—
Słoboda Rungurska piaskowce jamneńskie	164	0,850		+
	235	0,838	5,3	+
	245	0,840	5,2	+
	250	0,840	5,9	+
	311	0,839		+

Wśród rop kredowych przeważa wyraźnie typ bezparafinowy — lekkich w utworach facji magurskiej i w jądrze eocześniego siodła Grabownicy; w Humniskach w 150 m niżej ostatniego poziomu bezparafinowej ropy występuje poziom cięższej parafinowej ropy, podobnie jak w Bóbrce (w poziomach eocenu). W Węglówce i Kosmaczu bezparafinowe ropy

są ciężkie. Ropa z piaskowców jamneńskich jest parafinowa o średnim c. g. W nasuniętej partii na polach Pasiecznej, jak przytoczono wyżej, ropy są bezparafinowe, najbardziej lekkie ze wszystkich kredowych.

### Pola najwydatniejsze.

#### a) S c h o d n i c a—U r y c z—O p a k a.

Główny poziom ropny występuje w stropie piaskowca jamneńskiego i w tym piaskowcu. Danych o charakterze ropy w piaskowcach eocenu nie jest wiele: do tego poziomu należą ropy Opaka i niektóre płytsze ropy Schodnicy i Urycza:

	głębok. m	c. g.	zaw. paraf.	styczn. poz.
O p a k a — dolny eocen	300	0,808	5,4	+
” ” ”	640	0,817	6,1	+
S c h o d n i c a				
eocen	302	0,823	3,6	+
	352	0,827	1,6	—
	360	0,829	3,6	+
Jamna	419	0,847	0,9	—
	452	0,871	0,7	—
warstwy kredowe inoceramowe	811,5	0,829	5,9	+
U r y c z				
eocen	165,2	0,882	0,4	—
	189,7	0,872	0,3	—
Jamna	355	0,872	0,5	—
	386	0,872	0,4	—

Ropy dolnego eocenu są lekkie parafinowe, przechodzące w słabo parafinowe; w piaskowcu jamneńskim ropy cięższe bezparafinowe, a w kredzie — lekkie parafinowe. W Uryczu wszystkie ropy są cięższe i bezparafinowe. Ropy piaskowców jamneńskich i dolnego eocenu stanowią raczej jedną grupę, nie zważając na zwiększenie zawartości parafiny ku górze; w Schodnicy zaznacza się jednocześnie wyraźna tendencja do zmniejszenia c. g. ku górze. Ropy z poziomów jamneńskich na polach Schodnica—Urycz swoimi właściwościami są odrębne od rop tychże poziomów w Słobodzie Rungurskiej.

b) B o r y s ł a w—M r a ż n i c a—T u s t a n o w i c e.

F a ł d w g ł ę b n y ma normalny stratygraficzny układ:

	głębok. m	przec. c g.	zaw. paraf.	stygn. poz.
Warstwy polanickie	1000—1250	0,863	9	+
Seria menilitowa	1300—1700	0,859	8,9	+
Piaskowiec borysławski	1300—1600	0,855	8,5	+
Eocen	1250—1600	0,862	8,9	+
	Według innych analiz do r. 1922 ropy eocenske na głębokości 1300 do 1500 m miały przeciętnie c. g. mniejszy — 0,852.			
Jamna	1500—1600	0,863	8,4	+
	Według innych analiz do r. 1922 ropy z piaskowców tego poziomu z głębokości 1450—1560 miały c. g. 0,850 i nawet mniejszy.			

N a s u n i ę c i e.

a) Piaskowce jamneńskie i strop warstw inoceramowych (tak samo w Orowie)	164—176	0,882	0,8	—
b) Piaskowce jamneńskie w łusce (skibie) brzeźnej głębsze występowanie	428—500	0,873	6	+
c) Warstwy inoceramowe				
1) płytsze występowanie	300—1000	0,848	7	+
2) głębsze występowanie w spągu nasunięcia	1000—1700	0,861	9,4	+

W partii nasuniętej poza ciężką minusową ropą w płyt-  
kich warstwach piaskowca jamneńskiego i w inoceramowych,  
wszystkie ropy należą do parafinowych ciężkich, z tendencją  
do zwiększenia c. g. z głębokością przy jednoczesnym zwięk-  
szeniu zawartości parafiny (od 7 do 9,4%). W fałdzie wgłęb-  
nym ropa polanicka nosi ślady wpływu wody — anormalne  
zwiększenie c. g. i zawartości parafiny. Od serii menilitowej  
do serii jamneńskiej nie można stwierdzić, czy c. g. rop zwięk-  
sza się, czy zmniejsza się przy bardzo stałej zawartości para-

finy. Można byłoby przypuszczać, że mniejszy c. g. rop w serii menilitowej i w piaskowcu borysławskim może zależeć od większej ilości gazu w tych seriach, niż w dolnych; znaczny c. g. rop eoceńskich i w piaskowcach jamneńskich w ostatnich latach może zależeć od znacznego odgazowania ropy tych poziomów i zwiększenia w nich zawartości ciężkich parafinowych związków. Można przypuszczać, że z biegiem czasu eksploatacji pól odgazowanie ropy bezpośrednio w jej miejscu występowania oraz wpływ wody okalającej, lub przedstawiającej się w inny sposób, przeciwdziałają normalnym pierwotnym warunkom ukształtowania się c. g. rop. Nienormalnie wysoki c. g. rop w piaskowcu borysławskim w szybach Joffre 2 (0,865), Tryskaj (0,860), Zofia (0,861), Mraźnica Nobel 12 (0,870) lub Min. Kwiatkowski (0,870), Banzaj (0,868) zależy prawdopodobnie od emulsującego wpływu okalającej solanki<sup>1)</sup>. Ta uwaga zdawałaby się przeczyć spostrzeżeniom na polu Bradford w Pensylwanii, gdzie c. g. ropy otrzymywanej sposobem water flooding jest o 2° Bé wyższy (t. j. ropa lżejsza), niż c. g. ropy otrzymywanej zwykłym sposobem eksploatacji; metoda air-drift odwrotnie zwiększa c. g. ropy, prawdopodobnie wskutek utleniania węglowodorów<sup>2)</sup>. Sposoby eksploatacji i dłuższe okresy jej wpływają na c. g. ropy.

#### O g ó ł n e u w a g i.

Ropy polskich zagłębi naftowych należą do kilku odrębnych typów:

- 1) k r e d o w e, włącznie z ropami poziomów jamneńskich, bez parafinowe lekkie i ciężkie, rzadziej nawpół-parafinowe, lekkie;
- 2) e o c e ń s k i e bez parafinowe lekkie, nawpół-parafinowe i parafinowe cięższe;
- 3) w serii łupków menilitowych ropy parafinowe i nawpół-parafinowe cięższe i lżejsze; rop bezparafinowych w tej serii nie zanotowano;

1) Zastugiwałyby na zbadanie eoceńskie ropy na polu „Union“ w Borysławiu, jako zawodnione od północy. Według tabel dr. K a t z a, szyb Union 6 z piaskowca borysławskiego (1387 m) niezawodnione daje ropę c. g. 0,8566; szyb Rela (1578 m) bezpośrednio około pola Union daje z dolnego eocenu ropę c. g. 0,869 przy 25% zanieczyszczenia z głęb. 1412 i 1530 m.

2) N e w b y, T o r r e y, F e t t k e and P a n y i t y, Bradford Oil Field. Structure of typical American oil fields. Vol. II. 1929, str. 435.

- 4) krośnieńskie ropy b e z p a r a f i n o w e lekkie, rzadziej cięższe.
- 5) Wśród wymienionych stratygraficznych seryj menilitowa seria zachowuje najbardziej jednolity facjalny charakter od okolic pól Libuszy—Lipinki do okolic Bitkowa, i właśnie ta seria zawiera powszechnie ropę o charakterze najbardziej jednorodnym.
- 6) Zróżnicowanie rop, należących do mniej więcej jednokowego chemicznego typu, np. rop bezparafinowych (Harkłowa, Węglówka, Grabownica, Iwonicz, Równe, Rogi, Kosmacz), wyraża się przeważnie w różnej zawartości w nich frakcji lekkich benzynowych i smarowych; odzwierciedla się to w normalnych cenach tych rop, a wskaźnikiem niskich cen jest wysokość c. g. każdej ropy.
- 7) Pomimo chemicznego zróżnicowania rop, należących do jednej stratygraficznej serii, można mówić o pewnych g e o c h e m i c z n y c h typach rop w granicach polskiej karpackiej prowincji naftowej.
- 8) W przekroju p ó ł b o r y s ł a w s k i c h serie geologiczne, poza ściśle menilitową bez piaskowca borysławskiego, różnią się swoim facjalnym wykształceniem od mniej więcej synchronicznych im seryj na większych przestrzeniach zachodnich i wschodnich Karpat polskich. Ropy każdej serii na polach borysławskich mało różnią się między sobą oprócz ropy w płytkich częściach partii nasuniętej, lecz mają odrębny charakter od rop w synchronicznych utworach. Ropa płytkich części partii nasuniętej z warstw kredowych (seria a) jest bliska do ciężkich rop kredowych Węglówki i Kosmacza.
- 9) Ropne pola znajdują się na tektonicznych formach od mniej więcej normalnych siodeł (Potok, Bóbrka, Równe, Rogi), przez nachylone w różnych stopniach, do fałdów leżących (Borysław). Różne formy można podzielić na dwie grupy:
  - a) dysharmoniczne pofałdowanie z wysadem głębszych, starszych warstw, zgniecionych do stanu diapirowego (Potok, Grabownica, Stara Wieś, Bóbrka, Rogi), lub zachowanych w postaci bardziej spokojnych fałdów (Lipinki, Węglówka);

TAB. I.

Obszary i ropne pola	Stratygraficzne jednostki, piętra, serie	Główne cechy tektoniczne	Głębokość występowania ropnych poziomów w m i według pokładów	Właściwości rop					
				Cięż. gat.	Baza, typ	Zawartość parafiny %	Zawartość asfaltu %	Punkt stygn. pozostałości	
								+	-
Kubański obszar Majkopskie	Piętra pont. meot. sarmat. Spaniodontella czokrasko-spirialisowe 1. gliny liściaste 2. poziom Nieftiański 3. poz. piasków i glin 4. poz. Szyrwański 5. poz. piasków i konglomeratów Foraminiferowa Gorącego Klucza Kreda	Monoklinalne upady ku NE	100—160	0,940	Bezparafinowa aromatyczna	0,4—0,6	0,3		—
			250—330	0,940					—
			75—800	0,810—0,840					—
		Złoże w postaci wężycowatej wąskiej strefy (shoestring)							
Chadyżyńskie	Majkop. seria 1 i 3 z warstwami rogowca (spongiolita)	Monoklinalny układ	356 600 1341	0,829 0,860—0,872 Gorąca woda (62°)	Parafinowo-asfaltowa	1,46 do 5	Smoł — 18	+	—
Kałużskie	Spaniod. i czokr.-spirialisowe (dolomity) Majkopska i foramin.	Monoklinalny układ		0,950—0,969  0,880	Bezparafinowa  Mieszana				—  +
Ilskie	Sarm.-spaniod.-czokraskie (wapieni i dolomity) Majkop. i foraminif.	Monoklinalny układ z miejscowymi drobnymi siódlami	300—400 625	0,960—0,980 0,840—0,890	Bezparafinowa (smarowa) Mieszana (benzyny 40%)			+	—

TAB. II.

Obszary i ropne pola	Stratygraficzne jednostki (serie)	Główne cechy tektoniczne	Głębokość występowania ropnych poziom. w m i według pokł.	Właściwości rop					
				Cięż. gat.	Baza, typ	Zawartość parafiny	Zawartość asfaltu	punkt stygn. pozostałości	
								+	-
Tierski obszar Staro-Groźnieńskie.	środkowy miocen Spaniodontella	Fałd asymetryczny, lekkie nasunięcie półn. skrzydła na stromo padające warstwy tegoż skrzydła	1—IX (300—400)	0,850—0,860	Bezparafinowa	0,4	2,0		—
	Czokrasko-spiralisowa		X—XVIII (400—800) (w XVI woda temp. 80° C)	0,840	Mieszana	0,5; 2,5—3 z głęb. ilość paraf. wzrasta		+	—
Nowo-Groźnieńskie	Spaniodontella Czokrasko-spiralisowa	Fałd asym. z płaską grzbietową częścią	1—III (200—400)	0,850	Mieszana Parafinowa	2—3	1,5 0,9	+	—
			IV—XXI (600—800) (wody XXIII pokł. solanka t 90° C)	0,840		6—6,5			
Wozniesiński obszar	Spaniodontella	Fałd asymetryczny ze znacznym nasunięciem ku pn. i ku pd.	1—X (do 500)	0,910—0,937	Bezparafinowa	1			—
			XI	0,900—0,905	Mieszana	2			
Małgobek	Spaniodontella Czokrasko-spiralisowa	Fałd asymetr. z nasunięciem ku pn.	1—VIII—XVI (600—1100, częściowo pod nasun.)	0,930 0,857	Parafinowa	4,1		+	
Benoj	Spaniodontella Czokrasko-spiral.; dolny miocen i górny oligocen — Majkopska	Normalne siodło	nieproduktywne  1100	0,819—0,820	Parafinowa	6,0		+	

TAB. III.

Obszary i ropne pola	Stratygraficzne jednostki (serie)	Główne cechy tektoniczne	Głębokość występowania ropnych poziom. w m i według pokładów	Właściwości rop					
				Cięż. gat.	Baza, typ	Zawartość parafiny	Zawartość asfaltu	Punkt stygn. pozostałości	
								+	-
Apszeroński obszar Bałachano-Sabunczyńsko-Ramanińskie	górny odd. { Sabunczyńska Bałachańska	Siodło zanurzające się ku SE	II-IV (200-400)	0,850-0,870	Naftenowa (ropa smarowa)	0,5-0,8; na zanurz. części siodła do 1,5-2	0,0		-
			V X (400-800)						
	środkowy {		1000-1200	0,910-0,940	Mieszana (ropa niesmarowa)		0,6 Smoł do 12%	+	-
	dolny { Kirmakińska Podkirmankińska Pont		1200-1300						
Surachany	Apszerońska Akczagyl	Brachiantyklina na przedłużeniu poprzedniego siodła ku SE	{ 100-200	0,769-0,776	Biała ropa i gazy	0,0		+	
			II (500)						
	III-IV (600-870)	0,840-0,860	Zielonawa	0,7-0,9		-			
	V-X (1000-1050)						V-0,872	Zielona Czarna	2-3-5
	środk. oddział Nadkirmakińska	(analogiczną budowę i stwierdzoną roponośność mają nowe pola Kała)	1450-1500	0,886-0,894			+		
dolny { Kirmakińska		1500-2000	0,877		0,6	Smoł 10%	+		
Bibi-Ejbat	Odd. górny	Asymetryczna brachiantyklina, wyciągnięta NW-SE i zanurzająca się pod zatoką, częściowo zasypaną i częściowo zajęta kominem błotnego wulkanu	300-400	0,860	Bezparafinowa (smarowa)	0,5	0,3		-
	" środkowy		1-XIII (500-850)	0,840					
	" dolny		XIV (850-1100)	0,860					
			XV-XVII (1100-1400)	0,910 i 0,860 na zasypanej części	Mieszana (niesmarowa)	1,0			-



TAB. IV.

Obszary i ropne pola	Stratigraficzne jednostki (serie)	Główne cechy tektoniczne	Głębokość występowania ropnych poziomów w m i według pokładów	Właściwości rop					
				Cięż. gat.	Baza, typ	Zawartość parafiny	Zawartość asfaltu	Punkt stygn. pozostałości	
								+	-
Lok-Batan	Odd. górny	Jedne z wypiętrzeń na osi wydłużonej antykliny Szubany-Putu-Lok-Batan; produktywna seria pokryta materiałem wyrzuconym z błotnego wulkanu Lok-Batan	280-376	0,864	Bezparafinowa	0,39-0,69			-
	„ środkowy		547-563	0,857					-
	„ dolny			0,919	Bezparafinowa	0,71	Smół 12,6		-
Azia Czeleken	Bakińska Apszerońska Akczagyl  Seria czerwona pstrych glin i margli z produktywnymi piaskami Seria Aligulska ziel. glin, margli i wapieni, przypuszczalnie analog serii foraminiferowej obszaru Kubani	Fałd antyklinalny, rozbity licznymi uskokami	500	0,840-0,860	Parafinowa (żyły ozokerytu)  Głębiej gorące wody 70° C	5-6		+	
Neftie-Dag	Seria czerwona Czelekenu	Brachiantyklina wartsw serii bakińskiej i apszerońskiej, akczagylu, z serią czerwoną w głębokim jądrze. Uskoki liczne.	520	0,880-0,890	Parafinowa (żyły ozokerytu)	4,6		+	
Sel-Rocho (Santo) (Fergana)	Eocen — piaskowce „n” wapień „m”, „l” seria gipsowa „k”, „i” Kreda — gliny, piaskowce	Antyklina z gipsową serią i kredą w jądrze	450-480	0,865-0,879 0,850 0,814	Parafinowe (ozokeryt w wapieniach)	3-4		+	
Szor-Su (Fergana)	Serie — „n” „m” — „l” „k” — „i”	Asymetryczne siodło o stromych skrzydłach obalone ku północy; w jądrze utwory kredowe	184	0,905	Parafinowe	6 (S — 0,5)		+	
			364-500	0,804					
			416	0,820					

Obszary i ropne pola	Stratygraficzne jednostki (serie)	Główne cechy tektoniczne	Głębokość występowania ropnych poziom. w m i według pokładów	Właściwości rop					
				Cięż. gat.	Baza, typ	Zawartość parafiny	Zawartość asfaltu	Punkt stygn. pozostałości	
								+	-
Uralo-Timański obszar Emba (Dossor, Makat, Iskine i inne)	Dolna kreda Jura środkowa  Górny odd. perm. syst.	Faldy, brachiantykliny rozbite uskokami i związane z wypiętrzaniem solnymi	53 m nad strop. jury; I—130 m pod stropem; IV—270 m pod stropem jury 550 (na Makacie)	0,885—0,895 0,903 0,865 0,876	Bezparafinowe smarowe	Ślady	0,0		— — —
Wierchaie - Czusowskie pola	Perm: 1) seria piaskowc. i glin 2) chemicznych osadów solnych — 223 m; 3) ser. produktywna organogen. rafowych wapieni — 300 m. Karbon: 4) fuzulinowe wap. 5) koral. wap. — 200 m	Płaski łagodny układ	385—400	0,960—0,990	Parafinowa, aromatyczna			+	
Sterlitamak, Iszimbajewo	Perm: 1) piętro Ufimskie 2) „ Kungurskie 3) „ Artińskie Karbon: 4) wapienie mszywiolowe 5) „ koralowe, krykrynoideowe	Płaskie siodła i wypiętrzenia na obszarze wielkiej synkliny; wypiętrzenia prawdopodob. typu rafowego w serji bez przerwy — 3, 4, 5; produktywna — górna część tej serji.	534—800	0,870—0,880	Parafinowo-naftenowa, aromatyczna	1,38—1,46 (S—2,68)		+	
Uchta	Dewon: Górny — 1) wapienie, łupki bitumiczne (domanik) 2) piaskowce margliste, czerw. margle, wapienie Środkowy — 3) warstwy gipsońskie, sine gliny.	Łagodne siodło o kierunku NW-SE  Partja produktywna w serji 2, przedzielona piętrzem czerw. margli	Poz. górny ± 400  Poz. dolny	0,918  0,886—0,779	Parafinowe			+	+

b) dysharmoniczne pofałdowanie z nasunięciem starszych warstw na młodsze (Borysław, Rypne, Bitków). W niektórych wypadkach obie grupy łączą się, jak w Harłkowej.

- 10) Formy grupy (b) są wyrazem większego stopnia orogenicznego napięcia i w związku z nimi są złoża o największej zawartości parafiny (Borysław, Rypne, Bitków), kiedy pierwotny charakter różnych rop uległ największemu ujednostajnieniu (Borysław).
- 11) Zmiany c. g. rop, tak parafinowych, jak i bezparafinowych nie dają się ująć w „Dichteregel“ według K r e j c i - G r a f a, zwłaszcza przy uwzględnieniu zmiany c. g. z biegiem dłuższego czasu eksploatacji. Dla rop parafinowych można byłoby przypuszczać normalną zmianę z głębokością ku dołowi raczej w kierunku zmniejszenia c. g., a dla rop bezparafinowych zwiększenia c. g. (Węglówka, Grabownica, Iwonicz), więc wręcz odwrotnie, niż tego wymagałyby „Dichteregel“.
- 12) Ropy bezparafinowe, występujące nad parafinowymi w Grabownicy i w Bóbrce, możnaby uważać za przykład „czapy“ według ujęcia K r e j c i - G r a f a, gdyby można było dowieść ich charakteru przejściowego i pochodzenia z rop parafinowych; istnieją również wypadki odwrotne występowania rop parafinowych nad ropami bezparafinowymi (Rajskie, Iwonicz, Schodnica).

## Rosja.

Zestawienie geologicznych warunków ropnych pól tego kraju i właściwości ich rop <sup>1)</sup>, przedstawione na załączonych tablicach I—V, pozwala wyróżnić kilka wielkich obszarów, z których każdy zawiera ropy stanowiące poszczególne grupy.

A) Obszar paleozoicznych ropnych poziomów; ropy parafinowe z małą zawartością stałej parafiny i ropy mieszane naftenowe i aromatyczne.

Geologicznie nawiązuje się do tego obszaru region Emby

---

<sup>1)</sup> Materiały o właściwościach rop są zebrane według książki F e d o r o w, S u l i n i S z u m i l i n, Nieftianyje miestorożdenja Sowietckiego Sojuza. Moskwa 1935 i według różnych artykułów w czasopiśmie „Nieftjanoje Choizajstwo“, 1934—36.

utworów mezozoicznych z ropami typu wybitnie bezparafinowego smarowego.

B) Obszar azjatycki, gdzie wszystkie ropy od poziomów kredowych (Fergana) do pliocenńskich (Czeleken, Neftie-dag) są wyłącznie parafinowe.

C) Obszar Kaukazu, gdzie zróżnicowanie rop waha się od typowo naftenowych, które przeważają w regionie Apszerońskim, do typowo parafinowych w regionie Tierskim.

Pola paleozoiczne (A) są na łagodnych tektonicznych formach o słabym napięciu orogenicznym, a na obszarze Emby pola ropne są w związku z wypiętrzzeniami solnymi.

Pola Fergany (B) są na mniej więcej normalnych fałdach; około brzegu Morza Kaspijskiego brachiantyklinalne wypiętrzenia są rozbite licznymi uskokami, i można przypuszczać w głębokości formy diapirowe, łącznie z tym do przejawów błotnych wulkanów.

Formy diapirowe w różnym stopniu napięcia dominują na obszarze Apszerońskim; fałdy asymetryczne i słabe złuszkowanie są zwykłymi formami na obszarze Tierskim (Grozny); stopień napięcia orogenicznego jest w tych formach większy, niż na Apszeronie i na obszarze Kubańskim, gdzie są wyłącznie monoklinalne układy; na półwyspach Tamani i Kierczy występują ponownie fałdy i błotne wulkany w diapirowych wypiętrzeniach.

Na polach paleozoicznych (Sterlitamak, Czusowskije) wapienne skały zbiorników ropnych mogą być uważane za skały macierzyste; prawdopodobnym jest to samo dla mezozoicznych piaskowców i ilastych sapropelitów na Embie.

Bardziej skomplikowane są warunki kaukaskich pól. Na polach obszarów Kubańskiego i Tierskiego przypuszczalne skały macierzyste (serie z Spaniodontella, czokrakso-spirialisowa, majkopska, foraminiferowa) są tylko członami jednej wielkiej serii utworów, zawierających również skały-zbiorniki. Dla obszaru Apszerońskiego z jego diapirowymi formami przeważa inne zdanie, rozwijane przez akad. G u b k i n a <sup>1)</sup>, o szerokiej i głębokiej migracji ropy w serię produktywną pliocenu od poziomów majkopskich i starszych.

---

<sup>1)</sup> I. M. G o u b k i n e, Tectonic of Southeastern Caucasus and its relation to the productive Oil Fields. Bull. Am. Ass. of Petr. Geol. 1934, 5.

Można przytoczyć jeszcze kilka faktów o tym zagadnieniu przypuszczalnej migracji ropy z wielkiej głębokości.

Na mało produktywnych polach Kabrišanu (tak nazywają zachodnią część Azerbejdżanu bezpośrednio na zachód od półwyspu Apszerońskiego) w Czaił-dag ropne poziomy występują, pod serią gazową, w warstwach dolnego oddziału serii produktywnej na głębokości około 1000 m; ropa lekka 0,852 do 0,830, benzynowa; niżej w warstwach czokraksko-spirialisowych, majkopskich i serii kounskiej, które składają diapirowe jądro fałdu z wielkimi pokrywami materiału błotnego wulkanu, spotkano tylko ślady ropy. Na innej diapirowej antyklinie Ragim, w 7 km stąd, w dolnym oddziale rozwiniętej w jądrze fałdu produktywnej serii występuje ciężka ropa (0,940) i niżej (głęb. 680—684 m) lekka ropa (0,854). Na fałdach diapirowych Ker-Gez, Kyzyl-tepe i Dżengi, w jądrach których na głębokości i bliżej do powierzchni jest seria majkopska, ropę otrzymano tylko w produktywnej serii na zboczach; w Ker-Gez na głębokości 840 m ciężką ropę 0,910 do 0,915, a w Dżengi na 250 m ropę 0,852 i głębiej na 50 m ropę ciężką — 0,930—0,920. Według G u b k i n a te formy diapirowe są zamknięte, lub otwarte; jądra ich są teraz płonne, a ropa była nagromadzona na skrzydłach serii produktywnej. W Naftalan, na zachodnim krańcu Azerbejdżanu, w jądrze asymetrycznej antykliny występuje seria majkopska (miąższości do 1000 m), w której w r. 1933 nawiercono piaskowce z lekką gazową ropą, a na skrzydłach, złożonych z akczagylu bez serii produktywnej, oddawna były w eksploatacji piaskowce akczagylu z biedną ropą ciężką (0,940—0,960) bezparafinową i aromatyczną. Przytoczone fakty, wobec bogatych pól Lok-Batanu i Bibi-Ejbatu na diapirowych formach, nie tyle przemawiają na korzyść wyczerpania ropy z jąder majkopskich, ile o pierwotnym braku ropy i małym zasobie serii majkopskiej na tych polach.

Według koncepcji G u b k i n a i A r c h a n g i e l s k i e g o uważa się pola Surachany, Bibi-Ejbat, Lok-Batan, gdzie lekkie ropy występują nad poziomami z ropami cięższymi, za przekonujący dowód migracji ropy w kierunku pionowym z pierwotnego źródła macierzystych osadów.

Natomiast K o w a l e w s k i i P o r f i r j e w złoża Kaukazu i złoża położone na wschód od Morza Kaspijskiego

uzależniają od przejawów wulkanizmu; potwierdzenie tej myśli widzą w lakkolitach skał wybuchowych około Krasnowodka i w małych geotermicznych gradientach na polach ropnych: na Czelekenie gradient ten wynosi — 10 m, na polach Apszerońskich — 25 m, na polach Dagestanskije Ogni — 10 m, w Grozным — 13—19 m. Gazy metanowe, występujące w największych ilościach na błotnych stożkach, mają być wynikiem termalnego wpływu gazów wulkanicznych  $\text{CO}_2$  i  $\text{H}_2\text{S}$  na kerogen głębiej znajdujących się jurajskich utworów. Gazy metanowe, mając wolną drogę, mało krępującą ruch gazów, mogą osiągnąć powierzchnię ziemi, lecz zatrzymując się na różnych poziomach, z powodu obecności warstw gazonieprzepuszczalnych, ulegają polimeryzacji i izomeryzacji aż do stanu mieszaniny płynnych związków t. j. rop. Opierając się na takiej koncepcji (patrz wyżej str. 505) trudno oczekiwać bogatych ropnych poziomów poniżej serii produkcyjnych pól Apszerońskich i na Czelekenie.

Tem nie mniej G u b k i n i P o r f i r j e w nie wykluczają możliwości, że płynna ropa może znajdować się również na głębokości pod serią produktywną na Czelekenie i na Neftie-dagu; w planie bieżącego pięciolecia został zatwierdzony nawet projekt wiercenia tam 4 otworów każdy do głębokości 2000 m.

Poglądy K o w a l e w s k i e g o nie zostały na razie uznane za „szkodliwe“, co spotkało przed kilku laty poglądy o sedymentacyjnym pochodzeniu ropnych poziomów w poszczególnych seriach, a także sceptyczne zapatrywania się na migrację ropy każdorazowo z jednego głębokiego źródła, które byłoby w paleozoikum dla pól Emby, w majkopskiej serii dla pól Apszerońskich, w warstwach niewiadomego wieku i głębokości dla Czelekeny i Neftie-daga. Wbrew znanemu przysłowiu, starcie się zdań w dzisiejszej Rosji prowadzi nie do wyjaśnienia prawdy lecz do bardzo smutnych skutków dla oponentów; na polach Nowego Groznego o wybitnym artezyjskim ciśnieniu wody zastosowanie sposobu eksploatacji, dążącego do najdłuższego zachowania gazowej „czapy“ (B o h d a n o w i c z, Geologia Naftowa, str. 188—189) miało dla autorów tego sposobu skutki tragiczne, a jeszcze w roku 1935 w podręczniku naftowym (F e d o r o w, S u l i n, S z u m i l i n, str. 116—118) ci autorzy zostali uznani za „szkodni-

ków“, ukrywających się pod płaszczykiem obiektywności nauki.

Teza G u b k i n a o dominującej i prostej roli migracji ma jedną dobrą stronę, bo z łatwością pozwala przekonywać czynniki decydujące o konieczności głębokich wierceń. Istotnie w Ferganie na podstawie istniejących spostrzeżeń trudno byłoby przekonać odpowiednie czynniki o konieczności wierceń do utworów głębszych od eocenu, a G u b k i n o w i udało się dopiąć tego przy oparciu się na przypuszczeniu o migracji ropy z głębokości; istotnie nawiercono ropny poziom kredowy, nie mający oczywiście żadnego genetycznego stosunku do znanego od dawna poziomu w eocenie.

G u b k i n zwrócił również uwagę na rozpowszechnienie przejawów siarki w pustyni Kara-Kum; przypuszczając, że siarka jest wynikiem redukcji gipsów przez węglowodory, przekonał on o konieczności poszukiwawczych wierceń w samym sercu tej pustyni; po prawej stronie rzeki Amu-Darja około Gaurdaku jedno wiercenie dało, zdaje się, wyniki dosyć zachęcające. Wiadomo, że redukcja siarczanych związków przez węglowodory nie następuje w zwykłych warunkach temperatury; znane są również wystąpienia siarki wskutek działania procesów biochemicznych na siarkowodór i skutek jego utlenienia; wystąpienia siarki nie zawsze muszą świadczyć o wystąpieniach węglowodorów (B o h d a n o w i c z, Geol. Naftowa, str. 170—171), lecz źródła siarkowodoru (siarczane wody) mogą być wynikiem zaburzeń tektonicznych, z którymi są związane liczne ropne przejawy w okolicach Morza Kaspijskiego.

W związku z myślą o głębinowym pochodzeniu gazów i ropy zwrócono w Rosji uwagę na opracowanie metody „gazowych zdjęć“; jest ona oparta na przypuszczeniu <sup>1)</sup>, że ropne gazy, zawierające pewien odsetek ciężkich węglowodorów, docierają do powierzchni ziemi wskutek skomplikowanego procesu, częściowo dyfuzji; takie gazy w postaci mieszaniny z powietrzem mogą być ujęte w próbkach z płytkich szybków lub otworów. Zmiana zawartości ciężkich węglowodorów

---

1) Gazowaja sjemka, Nieftianoje Choziajstwo, 1954, N. 5.

S o k o ł o w. Gazowaja sjemka. Moskwa 1956.

S o k o ł o w, O metodach interpretacji gaz. sjemki. Nieftianoje Choziajstwo, 1936, N. 5.

i metanu w takich próbkach ma być funkcją odległości od źródła i może pozwolić na określenie miejsca znajdującego się najbliżej źródła gazów, czyli złoża ropnego. Metoda ta nie jest nową; przed 8 laty była ona zastosowana, np. w okolicach Wieliczki, a dziś stosuje się na Podkarpaciu dla zorientowania się w jakościowym charakterze gazów, wylaniających się na różnych gazowych polach. Krzywe zmian zawartości ciężkich węglowodorów w gazach otrzymanych z próbek nad znanymi złożami ropnymi, nie dają jednak obrazu złoża i jego głębokości. Metody ujęcia gazów i ich analizy są dobrze opracowane<sup>1)</sup>, lecz nie ma żadnego uzasadnienia dla hipotezy, że rozprzestrzenienie gazów idzie w kierunku pionowym, a na tym przypuszczeniu są oparte wszystkie wnioski.

### Z a k o ń c z e n i e.

Żadne z zagadnień poruszonych w tych zestawieniach, nie może być rozważane zupełnie odrębnie, bez uwzględnienia innych. Utworzenie ropnej substancji nie daje się ująć jedynie z punktu widzenia chemii lub mikrobiologii bez pogłębienia dotychczasowej wiedzy o środowisku, sposobach nagromadzenia organicznej materii i jej dalszej ewolucji; jest to zagadnienie geochemiczne, a nie tylko biochemiczne. Pojęcia o skałach macierzystych, migracji ropy i realnych ropnych złożach są nieodłączne od pojęcia o powstaniu i ewolucji rop. Zróznicowanie rop nie może być ostatecznie wytłumaczone bez rozwiązania sprawy o tym, lub innym charakterze pierwotnej organicznej materii. Kompleks zagadnień nie zważa się, ale rozszerza się; był on przewidziany już przez Englera, Höfera, Beebya Tompsona, Stadnikowa i innych, którzy szukali dróg do jego harmonicznego ujęcia z różnych punktów widzenia. To samo powtarza się w koncepcjach nowoczesnych geologów, jak Barton, Krejci-Grafi i inni, Wszyscy zgodnie podkreślają zasadnicze zagadnienie geologii nafty, starając się wyjaśnić

---

<sup>1)</sup> Graf, A., Méthode et appareillage pour un procédé chimique applicable spécialement à la recherche des gisements de pétrole. Congr. internat. des Mines, de la Métall. et de la Géologie appl. VII. sess. Paris, 1955. Sect. de Géol. Appl. Tome II, 927—932.



jaki z teoretycznie możliwych geologicznych czynników — charakter pierwotnego materiału, geologiczny wiek, ciśnienie i temperatura, statyczne i dynamiczne, chemiczne i fizyczne właściwości środowiska — wywiera wpływ na właściwości rop i jaki jest skutek każdego z takich czynników. Odpowiedzi jednak nie są zgodne ze sobą i możliwie dlatego, że wychodzą z niektórych założeń z góry teoretycznie przesądzonych, a bezpośrednich i skoordynowanych ze sobą spostrzeżeń jest jeszcze zamało.

Z powyższych zestawień jest do przewidzenia jeden wniosek, że nie ma ogólnych praw, pozornie przesądzających jedność pierwotnej ropnej substancji, powszechnie jednakowy sposób jej nagromadzenia w złoża i te lub inne jednakowe kierunki ewolucji rop. Zaprzeczenie takim ogólnym prawom wynika z pogłębienia wiedzy o ropach i ropnych złożach, a praktyczne skutki takiego pogłębienia opierają się przede wszystkim na umiejętnych spostrzeżeniach i na logicznym ich ze sobą powiązaniu.

David White, jeden z czołowych geologów Stan. Zjedn. w okresie ostatnich trzydziestu kilku lat, który poświęcił wiele lat pracy zagadnieniom metamorfizmu w stosunku do ewolucji węgla i ropy, zastanawia się nad tymi zagadnieniami w swoich ostatnich pracach, opublikowanych już po jego zgonie<sup>1)</sup>. Według niego nieprzepuszczalność skał jest pojęciem względnym; nie tylko migracja ropy, lecz zupełna ucieczka lotnych węglowodorów mogą następować z biegiem geologicznego czasu wskutek takich małych przyczyn, jak mikroosejsmy, seismiczny niepokój, zmiany napięcia ziemnego magnetyzmu, jonizacji i inn. przyczyny; tym niemniej migracja ropy i główne momenty jej ewolucji następują przeważnie w okresach większego orogenicznego napięcia.

Geologiczne materiały z pól naftowych i gazowych zwłaszcza w utworach paleozoicznych nie potwierdzają jednak takiego zapatrywania w całej jego rozciągłości, wysuwa-

---

<sup>1)</sup> D. White, Effects of geophysical factors on the evolution of oil and coal. Inst. Petr. Techn. 1935, April.

D. White, Metamorphism of organic sediments and derived oils. Bull. Am. Ass. Petr. Geol. 1935, 5.

Autor zmarł 5 lutego 1935 r. w wieku 73 lat. Jego prace w dziedzinie węgla i flory karbonu są klasyczne.

jąc natomiast zagadnienie ewolucji rop, nie koniecznie jednakowej dla rop pierwotnie niejednakowych.

Stosunek regionalnego i dynamicznego metamorfizmu do powstania ropy i gazów i ich ewolucji wymaga dalszych systematycznych badań. Niewiele wiemy o geotermicznych warunkach na naftowych polach i o wpływie takich czynników jak geologiczny czas i ciśnienie, które w skutkach mogą zastępować czynnik ciepła <sup>1)</sup>).

Niedostateczne są również badania organicznych szczątków, znajdujących się w skałach przypuszczalnie macierzystych, i ich składu chemicznego. Konieczne są systematyczne studia, polowe i laboratoryjne, takich skał i ich stosunku do właściwości rop i ich ewolucji, również stosunku metamorfizmu w jego różnych stopniach do różnych typów rop.

Kompleks różnorodnych badań w dziedzinie naftowej geologii i inżynierii musi być wykonywany, mówi D. W h i t e, przez badawcze instytuty, szeroko zorganizowane i odpowiednio wyposażone w środki i personel. Brakuje takich instytutów nawet w Stan. Zjedn., najbardziej może zagrożonych rychłą koniecznością otrzymywania naftowych produktów z innych surowców, niż ropa.

Dzięki pracom naszych geologów od czasów R. Z u b e r a, a ostatnio dzięki badaniom Karpackiego Instytutu Naftowego, młodych sił Państw. Instytutu Geologicznego i prywatnych przedsiębiorstw, bynajmniej nie jesteśmy poza naukowym postępem geologicznych i inżynierskich badań w dziedzinie ropnych złóż. Nadal winno być jednak w miarę naszych realnych możliwości mniej rozproszenia naszych sił i więcej współrzędności w badaniach różnego kierunku, a ze strony wszystkich kierowniczych czynników jak najwięcej zrozumienia istotnej wartości naukowych badań.

*Warszawa, 4 listopada 1936.*

### S u m m a r y.

A comparative compilation of material pertaining to oil fields in various countries compels taking a critical attitude towards some thesis widely propagated in petroleum geology.

---

<sup>1)</sup> Probl. of Petrol. Geology, Mc. C o y, str. 269.

Seemingly „revelatory“ discoveries of Russian scientists, concerning biochemical accidents of the Black Sea, failed to give anything new as regards the part of biochemical factors in the formation of fluid crude oil. Conclusions drawn from Mc Kenzie Taylor's investigations cannot be taken to deny the tremendous influence exercised by chemical reactions in the process of formation and evolution of coal and crude oil in the course of geologic time.

Sediments may presumably be sapropellites of the type found at the bottom of the Black Sea, however, it would be unjustified exaggeration to look for source beds solely among analogies with bottom of that sea.

Investigations by Hackford, Berl, Treibs, Haseman and others, abolish the principal argument against the possibility of crude oil originating not only from vegetable and animal plankton, but also from huic products from the cellulose of green plants, as has been, in its time (1918), inferred by late R. Zuber, senior, on the basis of geologic observations.

The extreme conception of the principal cause of crude oil accumulating in reservoirs exclusively or principally through deformation of unconsolidated sediments and of consolidated sediments at the time of folding or finally by vertical migration — such a conception fails to take into consideration other accidents that lead to reservoirs becoming closed, nor does it take into account actual geologic material concerning oil fields.

Coordinated investigations of geologic conditions of crude oil deposits and of peculiarities displayed by crudes, will lead to the conclusion that differentiations of crude oil cannot be explained unless the heterogeneous character of the primary organic substance is taken into consideration.

In spite of divergent opinions advanced by modern geologists as regards the part played by various factors in the formation of individual peculiarities of crude oils, the hypothesis may be risked that there are no general laws that would seemingly prejudicate the uniformity of the primary organic substance, a generally uniform process of crude oil accumulation in deposits, or a generally uniform direction of evolution of crude oil. Negation of such general laws arises from know-

ledge of crudes and of crude oil deposits becoming more and more profound.

The complex of coordinate investigations in Petroleum Geology and Engineering, must, conforming to the ideas of late D. White, become the object of research work by institutes broadly organised and correspondingly equipped as regards both means and men.

### Characters of polish crudes.

Available material covering present characters of polish crudes <sup>1)</sup> makes possible only an attempt at an approximate comparative classification of crudes by stratigraphic horizons and depths of occurrences in the various oil fields of this country.

#### Oligocene.

##### Krosno Series.

	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Harkłowa	371	0.896	—	—
„	442	0.897	0.8	—
„	446	0.894	0.8	—
„	450	0.894	0.8	—
„	532	0.902	0.9	—
Mokre	367	0.808	0.3	—
„	550	0.813	0.3	—

<sup>1)</sup> K. T o ł w i ń s k i, Złoza ropy i wody podziemne Borysławia (Les Gisements Pétrolifères et les Eaux souterraines de Borysław) Analytics Dr. D o l i ń s k i. Biul. of the Geol. Station, 1922, 5.

Ch. B o h d a n o w i c z, Lettres de Pologne, La Revue Pétroli-  
fère, 1926, 194.

K. B o h d a n o w i c z, Geologia Naftowa (Petroleum Geology), 1931, p. 30—32.

A. S z a y n a i J. E h r l i c h, Analizy Rop Małopolskich (Analyses of Galicia Crudes). Przem. Naft. 1932, 1—6.

J. E h r l i c h, Analizy Rop Małopolskich (Analyses of Galicia Crudes). Przem. Naft. 1934, 18—24.

K. K a t z, Analizy Rop Polskich (Analyses of Polish Crudes). Karp. Inst. Geol. Naft. 1936, 25; Geol. i Stat. Naft. Polski (Géologie et Statistique du Pétrole en Pologne), 1932, 3.

A series of papers by Prof. A r c t o w s k i of the Institute for Geophysics and Meteorology. Univ. Lwów, 1928—1935.

	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Tarnawa Dolna	700	0.850	0.5	—
Rajskie	382	0.805—0.834	5.1	+
„	432.2	0.821	0.8	—
„	509.4	0.818	0.7	—
Bystre	180	0.806	0.4	—
Lipie	± 200	0.893		—

Asphalt base (non-paraffine) crudes, both light and heavy, display a trend showing higher specific gravity with increased depth. There is no particular information regarding paraffine base crude occurring above the asphalt base crude in shallow horizons at Rajskie.

Series of Menilite Slates and their upper Contact.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Lodyna	300	0.8356	1.23	—
Leszczowate	530	0.844	5.8	+
„	546	0.858	5.6	+
Brelików	261.7	0.8495	3.9	+
„	422.85	0.8628	4.5	+
Wańkowa	315	0.8501	3.6	+
„	466	0.863	3.5	+
„	535	0.870	2.3	+
„	595	0.872	2.4	+
„ (Eocene)	800	0.844	5.7	+
Ropienka	206	0.8594	1.2	—
„	215	0.871	0.9	—
„	305	0.851	4.1	+
„	332	0.831	5.0	+
„	340	0.8492	5.3	+
„	374	0.846	5.9	+
Paszowa	196	0.831	0.5	—
„	330	0.844	0.7	—
Stańkowa	208	0.858	0.8	—
„	292	0.865		—

In the oblong fold, overthrown toward the south between Lodyna and Stańkowa, there are two crude oil horizons: the upper one in formations grading into the Krosno series and containing a light asphalt base crude, in Ropienka a heavier one, — the lower horizon in the upper strata of the Menilite series carrying a heavier paraffine base crude, some of it only slightly paraffine, with a tendency to decrease the paraffine content with increasing depth while synchronously increasing the specific gravity. The third incidental crude oil horizon found in Wańkowa, occurs in the Eocene and holds a light crude having a larger paraffine content.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Wołosianka Mała	105	0.865	0.7	—
„	206	0.838	7.5	+
Rypne	519	0.831	4.6	+
„	638.5	0.844	6.7	+
„	855.5	0.859	5.2	+
Duba	846.3	0.841	8.0	+
Bitków	860.5	0.795	3.1	+
„	960	0.767	1.1	+
„	995.3	0.839	7.1	+
„	1000	0.834	6.5	+
„	1017.5	0.852	8.4	+
„	1078	0.818	3.8	+
„	1097.7	0.833	7.1	+
„	1212.9	0.786	2.0	+
„	1309.5	0.821	3.4	+
„	1324	0.824		
„	1497	0.830		
P a s i e c z n a				
Maurycy	930.5	0.755	0.2	—
„	1118	0.838	4.9	+
„	1129	0.811	2.3	+
Chrobry 1	1162	0.811		+
„	1285.7	0.822	3.8	+
Laszcz	1500	0.793		+

Those crudes are light and slightly paraffine. The increase of paraffine is accompanied by increased specific gra-

vity. With increased depth, the quantity of gasoline fractions in the crudes becomes less, which may come from the action of edge water (B o h d a n o w i c z, Geol. Naft. p. 32), while the specific gravity of the crude increases; an exception constitutes the crude from the well Maurycy, being the only one in Bitków and Pasieczna that is asphalt base. Light crudes cannot be observed to be dependent from the degree of tectonical tension in the uplifted portions of the fold, as is assumed by Dr. K a t z (wells Stefan #2 and T. P. G. #1 in Pasieczna), while the wells Laszcz 1 and Chrobry 1 would deny this admission. Pressure at greater depth would under normal conditions and except the influence of edge water, result in light hydrocarbons becoming dissolved and the specific gravity less, as is the case in well Laszcz #1.

In the overthrust the crude oil occurs in the Cretaceous series and it belongs to the light asphalt base and slightly paraffine classes.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Pasieczna	306	0.791	0.5	—
„	333	0.769	0.3	—
„	378.8	0.730		
„	479.3	0.786	1.6	+
„	489.6	0.771	0.7	—
„	512.5	0.776	0.7	—
Bitków	392	0.728		—

### Eocene.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
a) Biecz	151.5	0.829	0.4	—
„	240	0.831	0.3	
„	343.6	0.817	1.1	±
Lipinki	141.3	0.857	5.9	+
„	214	0.862	6.0	+
„	412—500	0.861	7.4—4.5	+
„	550	0.834	8.4	+
Libusza	200—300	0.855	3.0	+
Potok	573	0.827	0.4	—
„	720	0.826	0.4	—
„	734	0.822	0.2	—

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Potok	1050	0.840	0.37	—
Dobrucowa (Męcinka)	975.2	0.813	4.0	+
Toroszkówka	160—250	0.775—0.790		—
Krościenko Niżne	443	0.884	0.7	—
„	518	0.882	0.35	—
Krościenko Wyżne	624	0.858	8.0	+
Turzepole	676.1	0.861	6.7	+
Stara Wieś	305	0.796	4.0	+
„	336	0.797	3.8	+
Brzozów	400	0.805		

Crudes occur in the various folds: in the Lipinki-Libusza-Dominikowice fold the crudes from Ciężkowice sandstones are exclusively paraffine-base and rather heavy, while those from the fold of Biecz and Potok-Krościenko are almost exclusively asphalt-base. Paraffine-base crudes occur in parallel folds lying further north (Turzepole and Brzozów); and on the extension of the Brzozów fold, in Humniska and Grabownica, crude oil horizons occur in the Cretaceous, both asphalt-base and paraffine base.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
b) Kobylany	300—400	0.867	7	+
Wietrzno	535	0.834	0.5	—
Bóbrka	420	0.857	0.7	—
„	450	0.862	2.6	+
Równe-Rogi	608.9	0.840	0.8	—
„	650.4	0.861	5.8	+
„	1132	0.855—0.814	6.2	+
Lubatówka	698.5	0.845	0.3	—
Iwonicz	380—400	0.920—0.950	?	+
„	470—500	0.780—0.796		—
„	500—647	0.820—0.840		—

Those crudes occur in various parts of the same fold, consisting of Eocene formations. The light asphalt-base crudes come from upper horizons which are tapped at various depths between 420 and 700 m, depending on the plunge of the fold's



axis, while the heavier paraffine-base crudes come from the lower horizons (the IV sandstone in Bóbrka may already be Cretaceous). Regarding the heavy paraffine-base crudes in Kobylany and Iwonicz, found above the asphalt-base crude, we have no particulars.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
c) Majdan	203.5	0.839	0.8	—
„	402	0.881	1.1	—
Starunia	636	0.830	5.9	+
„	785.5	0.854	9.8	+

Upon those fields may be observed a tendency of both asphalt and paraffine crudes to increase specific gravity along with depth, which phenomenon may also be observed at the fields entering the group a and b, independently of the character of the crudes.

### Cretaceous Formations.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
a) Magura facies,				
Klęczany (southern portion)	250	0.809	4.6	+
„	280	0.811	4.6	+
„	300	0.808	4.6	+
Klęczany (northern portion)	?	0.885		+
Szybark	?	0.826	slightly paraffine	+
Sękowa	150—200	0.839—0.880		—
Męcina Wielka	186	0.848	0.4	—
Ropianka (Dukla)	132	0.883	0.4	—
„	370	0.872	0.4	—
b) Węglówka	121.5	0.879	0.4	—
„	169.7	0.879	0.4	—
„	275	0.894	0.5	—
„	450	0.875	0.4	—
„	566.8	0.881	0.4	—
„	?	0.884		+

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Grabownica	459	0.829	0.3	—
„	564	0.822	0.2	—
„	943—1000	0.830	0.7	—
Humniska	400—500	0.825		—
„	700—1000	0.839	5.9	+
Strzelbice (Jamna sandstone)	150—200	0.862—0.872		+
c) Kropiwnik	192	0.806	0.3	—
Schodnica (Inoceramous beds)	811.5	0.829	5.9	+
Kosmacz	526	0.875	0.8	—
„	533	0.867	0.9	—
„	625	0.879	0.9	—
„	629.5	0.861	1.1	—
„	646	0.870	0.9	—
„	664	0.865	1.1	—
„	782	0.870	0.9	—
Słoboda Rungurska (Jamna sandstones)	164	0.850		+
„	235	0.838	5.3	+
„	245	0.840	5.2	+
„	250	0.840	5.9	+
„	311	0.839		+

Among the Cretaceous crudes, the asphalt-base type predominates distinctly, the light type in the formations of the Magura facies and in the core of the Eocene fold of Grabownica; in Humniska at 150 m below the last asphalt-base horizon there occurs a horizon of heavier paraffine-base crude, similarly as in Bóbrka (in the Eocene horizon). In Węglówka and in Kosmacz the asphalt-base crudes are heavy. Crude coming from the Jamna sandstones is paraffine-base and shows medium specific gravity. In the overthrust parties in the Pasieczna fields, the crudes are, as has been stated before, asphalt-base, and are lightest of all Cretaceous crudes.

Most productive Fields.

a) Schodnica — Urycz — Opaka.

The principal crude oil horizon occurs at the upper contact of the Jamna sandstone and in that sandstone itself. There are but few data concerning crudes from Eocene sandstones, to this horizon belong the crudes of Opaka and some shallow crudes of Schodnica and Urycz.

Field	Depth m	Sp. gr.	Paraffine Content.	Residue Cold Test.
Opaka lower Eocene	300	0.808	5.4	+
„ „ „	640	0.817	6.1	+
Schodnica — Eocene	302	0.823	3.6	+
„ „	352	0.827	1.6	—
„ „	360	0.829	3.6	+
— Jamna	419	0.847	0.9	—
„ „	452	0.871	0.7	—
Inoceramous-Cretaceous formations	811.5	0.829	5.9	+
Urycz — Eocene	165.2	0.882	0.4	—
„ „	189.7	0.872	0.3	—
— Jamna	355	0.872	0.5	—
„ „	386	0.872	0.4	—

The crudes coming from the lower Eocene are light paraffine, grading into slight paraffine ones. Those from the Jamna sandstones are rather heavy asphalt-base, and those from the Cretaceous — light paraffine. In Urycz all crudes are asphalt-base and rather heavy. The crudes from Jamna sandstones and from the lower Eocene constitute rather one group, even though the paraffine content increases upwards. In Schodnica on the other hand there is observed at the same time plainly a tendency of specific gravity becoming less in the upward direction. Crudes from Jamna horizons on the Schodnica-Urycz fields show different characters than do crudes from the same horizon in Słoboda-Rungurska.

b) B o r y s ł a w—M r a ż n i c a—T u s t a n o w i c e.

The deep fold has a normal stratigraphic structure:

	Range of Depth	Average Sp. gr.	Paraffine Cont.	Residue Cold Test.
Polanica beds	1000—1250	0.863	9	+
Menilite series	1300—1700	0.859	8.9	+
Borysław sand- stone	1300—1600	0.855	8.5	+
Eocene	1250—1600	0.862	8.9	+

According to other analyses up to 1922, Eocene crudes at depths ranging from 1300 to 1500 m averaged a lesser specific gravity, i. e. 0.852.

Jamna sandstone	1500—1600	0.863	8.4	+
-----------------	-----------	-------	-----	---

According to other analyses up to 1922 crude oils from the sandstones of these series and found at depths ranging from 1450 to 1560 m had a specific gravity of 0.850 or even less.

O v e r t h r u s t.

a) J a m n a sandstone and the upper part of the Inoceramous beds (same as in Orów)	164—176	0.882	0.8	—
b) J a m n a sandstones in the border slide, deeper horizon	428—500	0.873	6	+
c) I n o c e r a m o u s beds:				
1) shallow level	300—1000	0.848	7	+
2) deeper level in the bottom parts of the overthrust	1000—1700	0.861	9.4	+

In the overthrust, besides the heavy minus crude coming from the shallow beds of the Jamna sandstone and the Inoceramous, all crudes belong to the heavy paraffine class, displaying a tendency to show higher specific gravity with increasing depth, with the paraffine content increasing colla-

terally (from 7 to 9.4%). In the deep recumbent fold, Polanica crude shows indications of the influence of water: an abnormal increase of specific gravity and of the paraffine content. From the Menilite series on to the Jamna series inclusive it cannot be observed whether the specific gravity of crudes increases or decreases, the paraffine content being very stable. It may be supposed that the lesser specific gravity of the crudes from the Menilite series and from the Borysław sandstone may result from a larger quantity of gas being found in those series than in the lower ones, while the rather high specific gravity of the Eocene crudes and those from Jamna sandstones, that has been observed in recent years, may stand in connection with the crudes of those levels having degassed to a considerable extent, and with the increase in them of heavy paraffine compounds.

It may be assumed that as exploitation of crude oil horizons goes on, the degassing of crudes directly at the place of their occurrence and the influence of edge water or of water penetrating in some other way, will counteract the normal original conditions governing specific gravity. The abnormally high specific gravity of crudes from the Borysław sandstone in the wells Joffre #2 (0.865), Tryskaj (0.860), Zofja #1 (0.861), Mraznica-Nobel #12 (0.870) or Min. Kwiatkowski (0.870), Banzaj (0.868), is caused probably by the emulsifying effect of the surrounding edge water (brine) <sup>1)</sup>. This admission, however, would seem to disagree with observations made on the Bradford field in Pennsylvania, where the specific gravity of crude obtained by water flooding, is by 2° Bé higher, that is such crude oil is lighter than crude obtained by the common method of exploitation, while, on the contrary, the air-drift method tends to increase the specific gravity of crude, probably because an oxidation of hydrocarbons is taking place <sup>2)</sup>. Methods

1) The Eocene crudes from the field „Union“ in Borysław-Mrażnica, invite investigation, as that field is flooded from the North. According to Dr. K a t z well „Union“ # 6 has from the unflooded Borysław sandstone (1387 m), crude oil showing a specific gravity of 0.8566, while the well Relä (1578 m), situated directly beside the „Union“ field, produces from the lower Eocene a crude coming from the levels of 1412 and 1530 m, and having a specific gravity of 0.869 with 25% impurity content.

2) New b y, T o r r e y, F e t t k e and P a n y i t y. Bradford Oil Field, Structure of typical American Oil Fields, Vol. II. 1929, p. 433.

of exploitation and the length of time during which they are applied, influence the specific gravity of crudes.

### General comments.

Crude oils from the various Polish oil pools belong to a number of different types:

1) Cretaceous, including the crudes from Jamna horizons, asphalt-base (non-paraffine) light and heavy, and, less frequently, semi-paraffine and light.

2) Eocene asphalt-base light, semi-paraffine and paraffine-base heavier.

3) In the series of Menilite shales we have paraffine-base crudes and such semi-paraffine, heavier and lighter ones; no non-paraffine crudes have been observed in this series.

4) The Krosno light asphalt-base crudes, with heavier ones being rather scarce.

5) From among the stratigraphic series just enumerated, the Menilite series displays the most uniform facial character, beginning at the fields of Libusza—Lipinki on the west as far as the Bitków region on the southeast, and it is just this series that generally contains crudes of the most uniform character.

6) Variation of the crudes belonging to more or less the same chemical type, as for example the non-paraffine crudes (Harkłowa, Węglówka, Grabownica, Iwonicz, Równe, Rogi, Kosmacz), is based principally upon a different content of light gasoline and lubricating fractions, and this finds expression in the prices paid normally for those crudes, — the prices standing in an inverse ratio to the specific gravity of each particular crude.

7) In spite of a chemical variation of crudes belonging to one and the same stratigraphic series, there may be distinguished certain geochemical types of crudes within the confines of the Polish Carpathian petroliferous province.

8) In the cross section of the Borysław fields, the geologic series, except the strictly Menilite series exclusive the Borysław sandstone, differ in their facial formation from

approximately synchronic series found upon larger areas of the western and eastern Polish Carpathians. The crudes from each series, as found at the Borysław field, show few differences between each other except crude coming from the shallow parts of the overthrust, however, they display a character different from that of crudes in synchronic formations. The crude from the shallow parts of the Cretaceous overthrust (series a), approaches the heavy Cretaceous crudes of Węglówka and Kosmacz.

9) Crude oil fields occur upon tectonic structures which range from more or less normal folds (Potok, Równe, Rogi), and folds inclined at various angles, to folds entirely recumbent (Borysław). Those various shapes may be divided into two groups:

a) Disharmonic foldings with extrusions of the deeper older formations compressed into diapiric uplifts (Potok, Grabownica, Stara Wieś, Bóbrka, Rogi), or such retaining the shape of more gentle folds (Lipinki, Węglówka).

b) Disharmonic foldings with older formations thrust over younger (Borysław, Rypne, Bitków). In some cases both types may combine as for instance in Harkłowa.

10) The forms of group (b) are the expression of the highest degree of orogenic tension, and dependently on this condition deposits show the highest paraffine content (Borysław, Rypne, Bitków), and the primary character of various crudes has the greatest homogeneity (Borysław).

11) Variations in specific gravities of crudes — those having a paraffine-base as well as those non-paraffine — cannot be subordinated to the „Dichteregel“ by K r e j č i-G r a f, and especially if the changes in the specific gravity brought about by long exploitation periods are taken into consideration. For paraffine-base crudes it might be expected that with increasing depth the specific gravity would normally decrease, while reversely with non-paraffine crudes the specific gravity would under those conditions increase (Węglówka, Grabownica, Iwonicz), which would be contrary to „Dichteregel“.

12) Non-paraffine crudes occurring in Grabownica and Bóbrka above those having a paraffine base might, if it were possible to prove their transitory character from paraffine-base crudes, furnish examples of asphalt „caps“ resting upon paraffine-base crudes; there are also cases of a reverse relation of paraffine crudes above non-paraffine ones (Rajskie, Iwonicz, Schodnica).

---