

NIEKTÓRE WYNIKI BADAŃ GEOCHEMICZNYCH NA LUBELSZCZYŹNIE

UKD 550.84:550.822:551.734/.735:552.578.2/.3:553.061.33(438.14—16)

Pochodzenie ropy naftowej, okresy sprzyjające najintensywniejszym procesom generacji ropy oraz czas formowania się jej złóż są to zagadnienia, które stają się coraz częściej integralnym składnikiem rozważań nad możliwościami odkrycia złóż ropy naftowej. Na perspektywicznym, pod kątem poszukiwań złóż ropy i gazu, obszarze Lubelszczyzny prowadzi się intensywne prace badawcze zmierzające do wyjaśnienia wszystkich tych zagadnień, przybliżających moment odkrycia złóż ropy naftowej. Przeprowadano tu wiele otworów pod kątem geochemii bituminów rozproszonych, wykonane też zostały analizy geochemiczne rop naftowych, które z różną intensywnością występowały w wielu otworach wiertniczych rejonu lubelskiego.

Poważne przejawy ropy naftowej stwierdzone ostatnio w dewonie i karbonie otworu wiertniczego Instytutu Geologicznego w strefie Kocka poddane zostały szczegółowym badaniom złożowym i geochemicznym, umożliwiającym ustosunkowanie się do szeregu niewyjaśnionych dotychczas zagadnień. Systematyczne badania przejawów ropy naftowej w poszczególnych horyzontach, dokonane za pomocą próbników złożowych i w czasie opróbowywania otworu, mają tę zaletę, że pozwalają na ściśle umiejscowienie danych z badań geochemicznych, co jest m.in. warunkiem dla wydzielenia typów genetycznych rop naftowych.

Wyniki badań rop naftowych i rozproszonych bituminów, jakie przedstawiono poniżej, są oparte na metodyce badawczej przyjętej w Instytucie Geologicznym. Zarówno w śladowych bituminach, jak w ropach naftowych określany jest skład grupowy i wydzielane ilościowo węglowodory nasycone i aromatyczne. Ponadto oznacza się ilość oraz skład węglowodorów parafinowych o prostych łańcuchach (n-parafinów), a także występowanie niektórych węglowodorów nasyconych typu izoprenowego. Stopień zmetamorfizowania bituminów, będący równocześnie podstawą ich klasyfikacji, oparty jest na badaniach widm absorpcji w podczerwieni, przy czym wydzieliło pięć klas bituminów uszeregowanych zależnie od stopnia zaawansowania przemian i podobieństwa do rop naftowych (bardzo nisko, nisko, wysoko zmetamorfizowane, mikroropy i ropy naftowe).

Badania geochemiczne rop naftowych i bituminów rozproszonych ograniczone są w rej. lubelskim do serii perspektywicznych dewonu i karbonu, a w oma-

wianym otworze wiertniczym obejmują one zarówno te odcinki profilu, w których występowały wycieki ropy naftowej, jak też i te, gdzie materiał skalny zawierał jedynie bituminy śladowe. Dolny odcinek otworu obejmuje serie dewonu środkowego (żywetu), wykształcone w postaci dolomitów, z podrzędnie występującymi anhydrytami. Obecne tu śladowe ilości bituminów są nisko lub bardzo nisko zmetamorfizowane, najprawdopodobniej syngenetyczne z osadami. Jedynie w obrębie stropowej części tego kompleksu występuje wkładka skał (głęb. 3289,5 m), zawierająca bituminy o charakterze mikroropy (wg przyjętej klasyfikacji bituminów), będącej prawdopodobnie pozostałością migrującej niegdyś przez te utwory ropy naftowej. Wskazuje na to zarówno niski współczynnik migracji (0,030 wg Philippiego), a także bardzo mała zawartość niskocząsteczkowych węglowodorów n-parafinowych.

Małe ilości nisko zmetamorfizowanych, syngenetycznych bituminów, występujących w spagowych warstwach franu, wyżej ustępują miejsca bituminom epigenetycznym, wysoko zmetamorfizowanym, mającym często charakter mikroropy. Interesujące dla wyjaśnienia syngenetyczności względnie epigenetyczności bituminów tych serii jest porównanie spektrogramów w podczerwieni wykonanych dla ekstraktów bitumicznych utworów franu, typowych dla różnych klas zmetamorfizowania, z wynikami analizy ilościowej węglowodorów. Porównanie to wykazuje, że stopień zmetamorfizowania bituminów uzależniony jest tu głównie od zwiększania się zawartości węglowodorów nasyconych, gdy charakter chemiczny pozostałych składników pozostaje bez zmian (tab. I, ryc. 1). Przyjął tu więc można z dużym prawdopodobieństwem, że epigenetyczną częścią bituminów w utworach franu są jedynie węglowodory.

Cechą charakterystyczną węglowodorów n-parafinowych wchodzących w skład bituminów franu jest to, że przy znacznej ich zawartości w bituminach, dochodzącej do 6%, są to głównie węglowodory o stosunkowo dużych cząsteczkach (od 19 do 28 atomów węgla w łańcuchu). Tego rodzaju dystrybucja węglowodorów n-parafinowych wskazuje, że mikroropa jest tu pozostałością po procesach migracyjnych i w osadzie znajduje się w stadium początkowym. Wyprzedzając dane dotyczące charakteru rop występujących w wyższych ogniwach dewonu w omawianym otworze można wspomnieć, że śladowe ilości ropy nafto-

Tabela I
CHARAKTERYSTYKA WĘGLOWODORÓW WYSTĘPUJĄCYCH
W UTWORACH DEWONU (FRAN)

Głębokość m	% skład węglowodorów		% zawartość węglowodorów		Współczynnik migracji	Klasa zmeta-morf.
	nasycone	aromatyczne	w bituminach	w skale		
3070,1—3075,5	81	19	54	0,010	0,038	II
3093,0—3097,1	81	19	65	0,075	0,500	II
3135,1	84	16	32	0,020	0,200	IV
3186,0—3141,7	84	16	62	0,082	0,320	III
3148,2	82	18	76	0,041	0,205	II
3150,2	88	17	37	0,007	0,070	III
3152,4	88	12	36	0,012	0,120	III
3153,1—3200,9	85	15	48	0,014	0,108	III
3233,3	79	21	33	0,009	0,045	III
3242,3	92	8	78	0,140	0,290	II
3252,6	71	29	21	0,010	0,060	V

Tabela III
CHARAKTERYSTYKA WĘGLOWODORÓW WYSTĘPUJĄCYCH
W WAPIENIACH PASIASTYCH FAMENU DOLNEGO

Głębokość m	% skład węglowodorów		% zawartość węglowodorów		Współczynnik migracji	Klasa zmeta-morf.
	nasycone	aromatyczne	w bituminach	w skale		
2753,2	79	21	44	0,015	0,060	III
2778,0	81	19	54	0,023	0,113	II
2830,1	76	24	61	0,081	0,310	II
2845,9	87	13	52	0,028	0,186	III
2904,1	74	26	53	0,041	0,164	II
2909—2910	68	32	60	0,076	0,181	II
2930,0	73	27	62	0,061	0,130	II
2949,5	71	29	66	0,107	0,178	I
2963,5	80	20	52	0,025	0,082	I
2974,4	64	36	52	0,051	0,102	II
2975,0	49	51	31	0,042	0,022	III
2994,1	60	40	28	0,011	0,032	II

Tabela II
DYSTRYBUCJA WĘGLOWODORÓW NASYCONYCH TYPU IZO-
PRENOWEGO W BITUMINACH WYSTĘPUJĄCYCH W UTWORACH
DEWONU (FRAN)

Głębokość m	Dystrybucja węglowodorów izoprenowych w %					
	i-C ₁₄	i-C ₁₅	i-C ₁₆	i-C ₁₈	i-C ₁₉	i-C ₂₀
3087,8	3	3	5	21	32	36
3113,0	1	4	4	18	26	47
2342,3	—	2	6	36	40	16

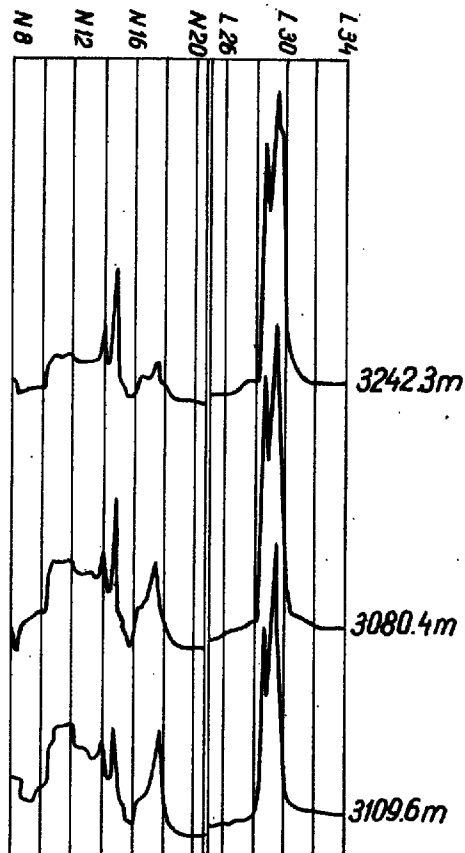
wej (ropa „A”) we franie reprezentują najstarszą ropę, jaka występuje w profilu dewonu. Sugestie takie wynikają nie tylko z głębokości obecnego występowania tych pozostałości pomigracyjnych, lecz również z badań porównawczych węglowodorów nasyconych typu izoprenowego występujących w ropach pochodzących ze starszych od dewonu okresów geologicznych.

Węglowodory nasycone typu izoprenowego uważane są (4) za dobry wskaźnik korelacyjny w badaniu rop naftowych. Związki te posiadają bowiem znaczną trwałość w czasie geologicznym, a także tylko w nieznacznym stopniu są adsorbowane przez ośrodki skalny w czasie migracji. Tym samym na ich podstawie można nie tylko prześledzić drogi migracji ropy naftowej jako gotowego już produktu przemian, ale również wykazać jej związek z bituminami skały macierzystej.

Występowanie niektórych związków izoprenoidowych w wysoko zmetamorfizowanych bituminach i mikroropach franu (tab. II) zbliżone jest do tego, jakie notowano w bituminach utworów kambru w obniżeniu podlaskim. Istnieją zatem podstawy, aby mikroślady ropy naftowej w utworach franu i być może żywełu uznać za jeden typ genetyczny, wiążący się z najstarszymi seriami osadowymi starszego paleozoiku.

Wyraźne przejawy ropy naftowej zarówno w czasie wiercenia, jak też opróbowania notowane były w różnych odcinkach famenu dolnego. Na podstawie badań geochemicznych można w utworach tych wydzielić dwie odmienne grupy bituminów i rop, z których pierwsza (ropa „B”) obejmuje swym zasięgiem niższą część famenu dolnego, reprezentowaną przez wapienie pasiaste, druga zaś (ropa „C”) górny odcinek famenu dolnego, wapienie gruzłowe.

W interwale spągowym famenu dolnego zarówno bituminy rozproszone, jak i ropy naftowe charakteryzują się jednakową budową węglowodorów nasyconych, co znajduje swój wyraz m.in. w identycznej



Ryc. 1. Absorpcja w podczerwieni ekstraktów bitumicznych z utworów (franu).

Fig. 1. Infra-red spectra of bitumen extracts from Frasnian formations.

dystrybucji węglowodorów n-parafinowych i węglowodorów nasyconych typu izoprenowego. Współczynnik CPI (1, 2) zarówno dla rop naftowych, jak bituminów rozproszonych wynosi około 1,0, co jest charakterystyczne dla silnie przeobrażonych rop naftowych (4). Dane z badań geochemicznych rop i bituminów niższych serii famenu dolnego przedstawione są poniżej w tab. III i IV i na ryc. 2—5.

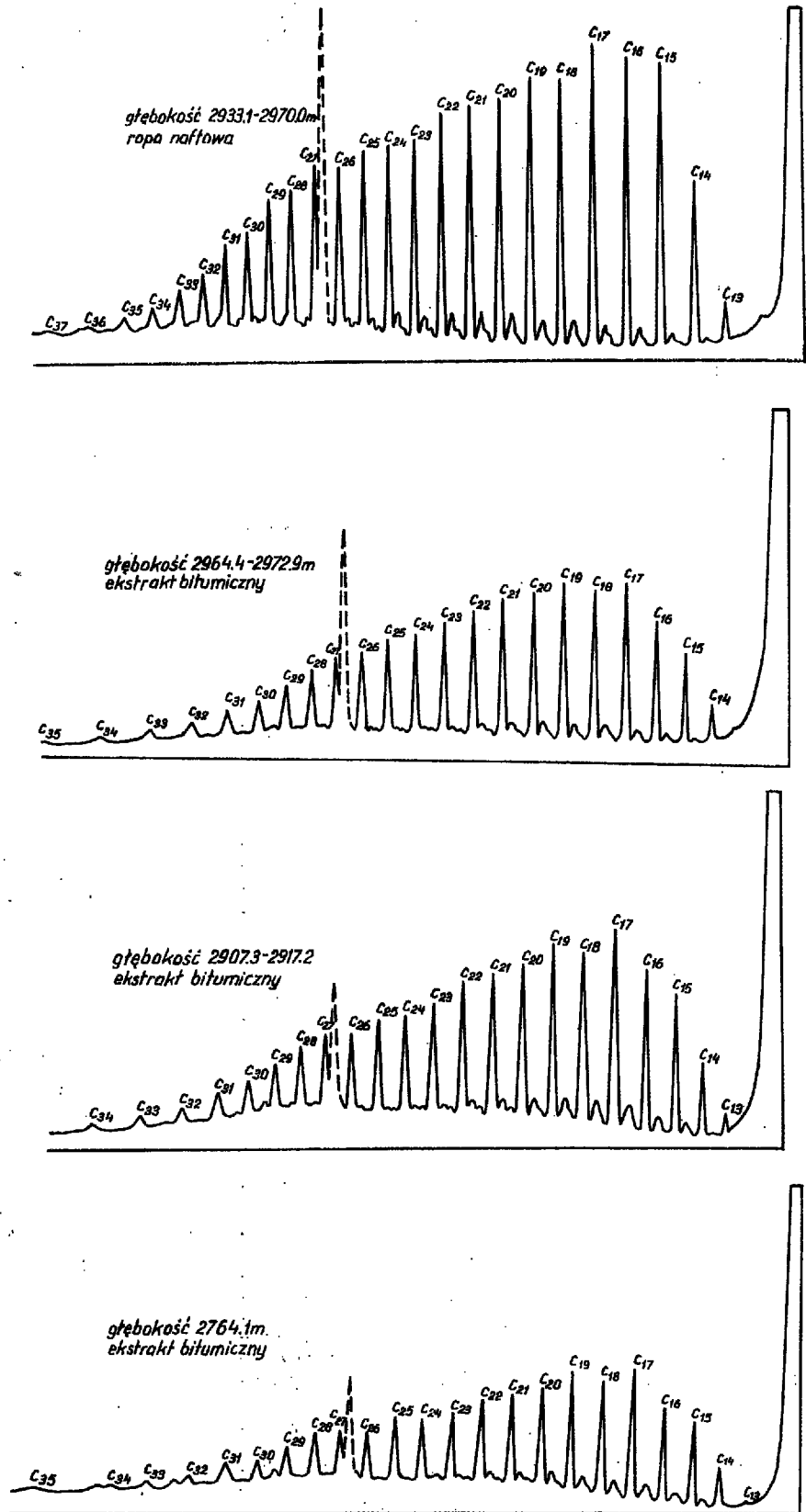
Pomimo znacznych różnic w ilościach bituminów rozproszonych, występujących w poszczególnych warstwach skalnych, identyczna budowa przebadanych węglowodorów tych bituminów oraz ropy typu „B” wskazuje na to, że cała seria wapieni pasiastych jest przesycona ropą naftową, a różnice, jakie zarysowują się w stopniu nasycenia skały, wiążą się ze zmianami jej własności zbiornikowych. Nadmienić jeszcze należy, że ropy naftowe tego typu jak ropa „B” są jak dotychczas najczęściej spotykanymi ropami w utworach dewonu obszaru lubelskiego.

W wapieniach gruzłowych wyższej części famenu dolnego występuje, jak już wspomniano, odmienny typ ropy naftowej, a także inny rodzaj bituminów rozproszonych. Wstępne porównanie rop naftowych i wapieni gruzłowych i pasiastych wykazuje, że ropy pochodzące z górnego odcinka są bardziej aromatyczne i że podwyższa się w nich nieco zawartość żywic i asfaltenów (tab. V).

Badania węglowodorów n-parafinowych (ryc. 6) wydzielonych z rop naftowych wykazały dominację związków niżej cząsteczkowych, przy czym udział poszczególnych członów szeregu homologicznego n-parafinów jest specyficzny, odmienny niż w ropach spągowej części famenu dolnego i raczej nietypowy dla rop naftowych (odnosi się to do części niskocząsteczkowej, gdzie wyraźnie dominują węglowodory o 15 i 17 atomach węgla w łańcuchu. Natomiast przewaga nieparzystowęglowych węglowodorów wśród wysokocząsteczkowej części n-parafinów nie jest już tak wyraźna. Obliczony współczynnik CPI, mający wartość 1,5 wskazuje, że stopień dojrzałości ropy „C” jest znacznie niższy niż dla rop naftowych z wapieni pasiastych.

Mikroropa i ropa naftowa występują w wapieniach gruzłowych famenu dolnego jedynie w szczelinach skalnych. Natomiast rozproszone bituminy znajdujące się w skale w miejscach, gdzie nie obserwuje się ropy naftowej lub mikroropy, posiadają skład chemiczny wyraźnie odmienny od tych ostatnich. Różnice zaznaczają się tu w niższym stopniu zmetamorfizowania, innym składzie węglowodorów (tab. VI), w tym szczególnie węglowodorów n-parafinowych (ryc. 7—9). Dystrybucja węglowodorów nasyconych typu izoprenowego jest również odmienna i nieco zbliżona do tej, jaką notowano w bituminach występujących w wapieniach pasiastych.

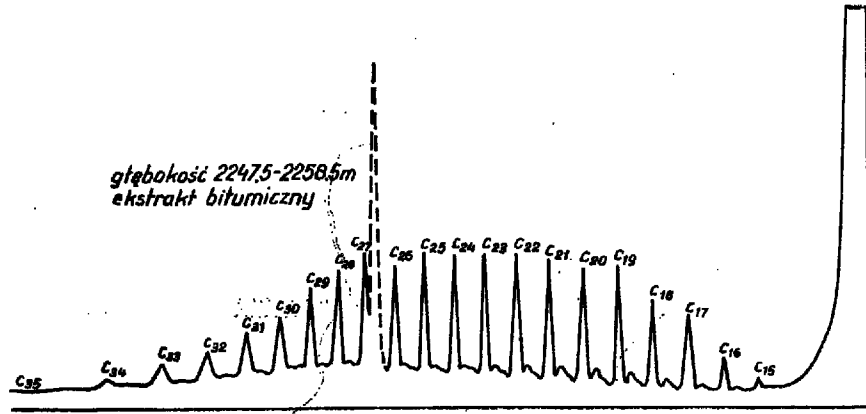
Można zatem przyjąć z dużym prawdopodobieństwem, że po okresie migracji ropy naftowej „B” (obejmującej swym zasięgiem całą serię famenu dolnego) nastąpiła przebudowa strukturalna obszaru, powodująca podzielenie utworów famenu dolnego na dwie serie zbior-



Dystrybucja węglowodorów n-parafinowych

Ryc. 2—9. Dystrybucja węglowodorów n-parafinowych.

Figs. 2—9. Distribution of n-paraffin hydrocarbons.



nikowe. W serii dolnej reprezentowanej przez wapienie pasiaste ropa „B” została do dzisiaj, natomiast nowy system szczelin decydujący o odmiennym układzie dynamicznym, który powstał w wapieniach gruzłowych, wypełniony został nową ropą naftową. O tym, że jest to ropa młodsza świadczy, jak już wyżej wspomniano, niższy stopień jej dojrzałości, a także fakt, że ten sam typ ropy naftowej napotkano jedynie w utworach dewonu i karbonu, gdy ropy starsze „A” i „B” występowały w innych punktach wierceń również w utworach starszego paleozoiku.

Należałoby również dodać, że seria wapieni pasiastych stanowi oddzielny układ skał zbiornikowych, nie połączonych (przynajmniej w obrębie omawianego wiercenia) z wapieniami gruzłowymi, a układy są tak szczelne, że nie dopuściły do zintegrowania obu rop naftowych.

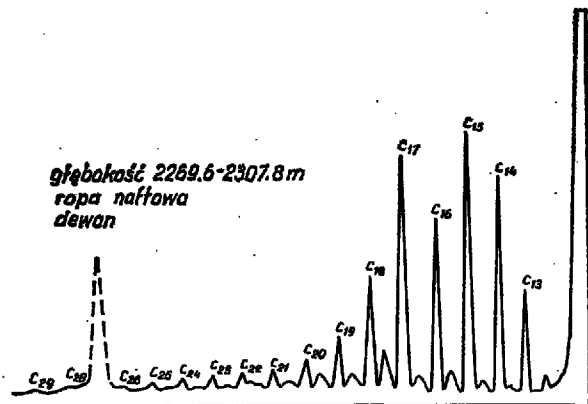
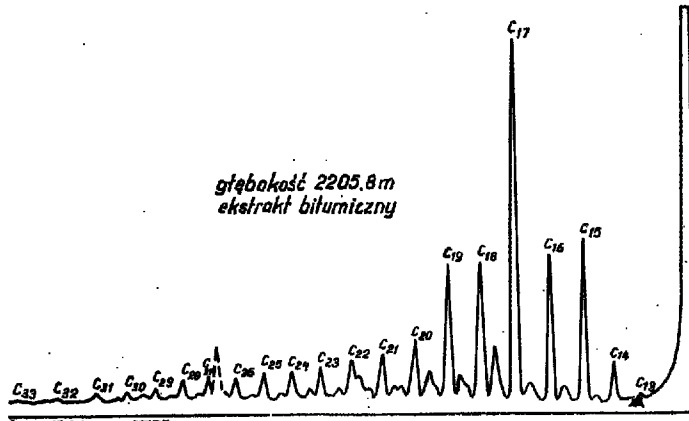
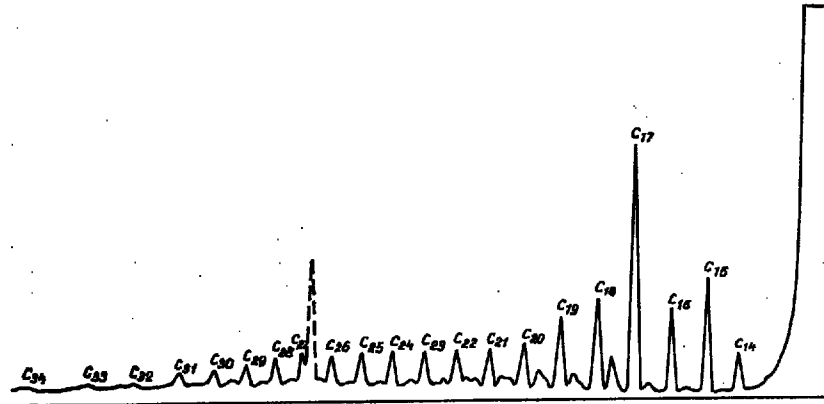
Brak przejawów ropy naftowej zarówno podczas głębienia otworu, jak też w czasie opróbowywania obserwuje się w seriach famentu górnego wykształconego w postaci wapieni marglistych. Od tych też utworów począwszy następuje gwałtowna zmiana w charakterze bituminów. W famentie górnym stopień zmetamorfizowania bituminów jest niski, mają one zbliżoną budowę chemiczną, a dominującą cechą jest silne utlenienie tych substancji. Serie famentu górnego można uznać za zamykające warstwy zbiornikowe wapieni gruzłowych.

W utworach karbonu bituminy rozproszone są na ogół nisko zmetamorfizowane i silnie aromatyczne, przy czym jak wykazały badania spektrometryczne w podczerwieni, w grupie węglowodorów aromatycznych znajduje się znaczna ilość aromatów policyklicznych. Duża ilość substancji organicznej w tych utworach oraz charakter bituminów świadczą o tym, że są to bituminy syngenetyczne z badanymi osadami.

PODSUMOWANIE WYNIKÓW BADAŃ

Przedstawione w dużym skrócie wyniki badań geochemicznych rop i rozproszonych bituminów, występujących w utworach dewonu i karbonu jednego z otworów wiertniczych w strefie Kocka, są fragmentem szerszych badań geochemicznych wykonanych w obszarze lubelskim.

Pierwszym istotnym wnioskiem wynikającym z tych prac, a mającym znaczenie dla poszukiwań ropy w rejonie Lubelszczyzny jest stwierdzenie, że możemy się tu spodziewać występowania co najmniej trzech odmiennych od siebie typów ropy naftowej. Są to najprawdopodobniej ropy, które powstały w różnych okresach, mające odrębne zespoły skał macierzystych. Wnioski te można wysnuć analizując zarówno cechy chemiczne rop naftowych i śladowych bituminów, jak



Ryc. 6. Fig. 6.

Tabela IV

DYSTRYBUCJA WĘGLOWODORÓW NASYCONYCH TYPU IZOPRENOWEGO W BITUMINACH WYSTĘPUJĄCYCH W WAPIENIACH PIASIĄSTYCH FAMENU DOLNEGO

Głębokość m	Dystrybucja węglowodorów izoprenowych w %					
	i-C ₁₄	i-C ₁₅	i-C ₁₆	i-C ₁₈	i-C ₁₉	i-C ₂₀
Ropa naftowa „B”	1	4	10	17	43	25
2764,1	1	3	6	21	39	30
2870,8—2917,2	—	5	9	17	38	31
2941,8—2948,6	—	1	4	21	43	30
2964,4—2972,0	1	1	6	20	43	28

Tabela V

GEOCHEMICZNA CHARAKTERYSTYKA ROP NAFTOWYCH

Głębokość m	Ciężar właściwy	Skład grupowy			% zawartość węglowod- orów	% skład węglowodorów	
		oleje	żywice	asfal- tency		nasy- cone	aroma- tyczne
2212	0,906	91	5	4	80	44	56
2269—2308	0,827	95	3	2	80	50	50
2405—2455	0,854	89	6	5	81	50	50
2550—2620	0,836	88	7	5	69	32	18
2853—2880	0,834	98	1	1	92	88	12
2938—2978	0,842	97	2	1	92	82	18
2760—2980	0,836	97	2	1	91	85	15

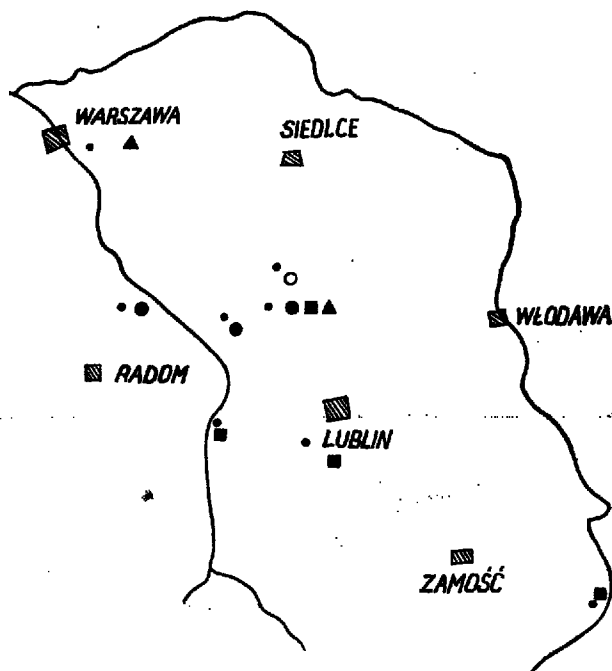
Tabela VI

CHARAKTERYSTYKA WĘGLOWODORÓW WYSTĘPUJĄCYCH W WAPIENIACH GRUZZOWYCH FAMENU DOLNEGO

Głębokość m	% skład węglowodorów		% zawartość węglowodorów		Współ- czynnik migra- cji	Klasa zmeta- morf.
	nasy- cone	aroma- tyczne	w bitu- minach	w skał		
2160,0	59	41	47	0,088	0,065	II
2167,5	63	37	30	0,078	0,028	III
2205,8	76	24	54	0,129	0,520	II
2308,5	82	18	17	0,006	0,020	IV
2412,0	57	43	52	0,084	0,140	II
2465,3	78	22	52	0,018	0,075	III
2615,0	88	17	31	0,005	0,025	III
2709,9	77	23	23	0,008	0,080	IV

—łódzkiej, skąd wniosek, że w różnych okresach i wskutek odmiennych przyczyn była ona uruchamiana w różnych jednostkach geologicznych Polski, a więc z tej racji szanse odkrycia złóż ropy naftowej tego typu są duże również i na Lubelszczyźnie.

Drugim typem ropy naftowej w strefie Kocka jest ropa występująca w niższych seriach famenu dolnego. Jest to zarazem typ ropy najczęściej pojawiający się w utworach dewonu na obszarze lubelskim. Poza tym obszarem nie natknęliśmy się jeszcze na ten typ ropy; natomiast wiadomo, że jest to ropa migracyjna i na pewno nie powstała w seriach węglanowych dewonu. W obrębie tego typu wydzielić można dwie podgrupy, charakteryzujące się nieco odmienną dystrybucją izoprenoidów, co wskazuje, że istniały przypuszczalnie dwa źródła węglowodorów, dwa zespoły



Ryc. 10. Szkic rozmieszczenia „typów genetycznych” rop naftowych w obszarze lubelskim (na podstawie badań geochemicznych). Przypuszczalne skały macierzyste.

△ — ropa typu A — eokambry-sylur; □ — ropa typu B — sylur; ● — ropa typu C₁ — dewon karbon-perm; ○ — ropa typu C₂.

Fig. 10. Sketch of distribution of crude oil „genetical types” in the Lublin area, based on geochemical examinations. Probable mother rocks.

△ — crude oil of type A, Eocambrian — Silurian; □ — crude oil of type B, Silurian; ● — crude oil of type C₁, Devonian, Carboniferous — Permian; ○ — crude oil of type C₂.

też ich położenie w omawianym otworze, a także ich podobieństwo do rop naftowych występujących w innych obszarach Niżu Polskiego i w odmiennych wiekowi seriach.

Najstarszą ropą, zajmującą w badanym wierceniu najniższe położenie (fran) i występującą w śladowych ilościach, jest ropa zawierająca węglowodory izoprenowe o dystrybucji zbliżonej do tej, jaka występuje w ropach kambru w zachodniej części obniżenia podlaskiego. Ropa naftowa w utworach kambru Podlasia jest epigenetyczna w stosunku do skał, w których występuje obecnie, przy czym najprawdopodobniej skałami macierzystymi tej ropy są utwory syluru lub starsze, które jednocześnie musiały znaleźć się w strefach katamorficznych przemian substancji organicznej, gdyż ropy te są w porównaniu z innymi najwyższej zmetamorfizowane. Skały odpowiadające tym warunkom występują najprawdopodobniej w brzeżnej strefie platformy prekambryjskiej, a dodatkowym czynnikiem wpływającym na wysoki stopień dojrzałości tych rop mogły być również warunki, w jakich znalazły się osady w wyniku przebudowy geostukturalnej, związanej z orogenezą kaledońską.

W obecnym stanie badań geochemicznych trudno wyrobić sobie jednoznaczny pogląd na okres najintensywniejszej migracji tej ropy. Mogła się ona znaleźć w utworach franu jako ostatnia w stosunku do rop wyżej występujących, mogła to być również najstarsza ropa, w rozumieniu okresów migracji. Należy tu wspomnieć, że na Niżu Polskim ropę naftową tego typu spotykamy także w seriach solnych wysadu kłodawskiego i w utworach triasu niecki mogileńsko-

skał macierzystych. Istnieją poważne przesłanki geologiczne pozwalające wyjaśnić źródła pochodzenia tych rop, jednak ze względu na trwające jeszcze badania geochemiczne nie wypowiadamy się tu jednoznacznie, stwierdzając jedynie, że są to ropy naftowe z utworów starszego paleozoiku, być może głównie z utworów syluru.

Ostatni typ ropy naftowej, o najniższym stosunkowo stopniu dojrzałości, to ropa zajmująca stropową część famenu dolnego, wykazująca najwięcej cech świadczących o niedalekim źródle pochodzenia. Ropę tę uważamy za najmłodszą, pochodzącą najprawdopodobniej z utworów dewonu, karbonu lub cechsztynu, powstałą również poza obszarem platformy prekambryjskiej, w odmiennym niż na Lubelszczyźnie układzie strukturalnym, sprzyjającym przemianom geochemicznym substancji organicznej w ropę naftową. Ten typ ropy występuje w kilku punktach północno-zachodniej części obszaru lubelskiego, graniczącej z synklinorium warszawskim zarówno w utworach dewonu, jak karbonu. Być może, że jest to typ ropy o ograniczonym zasięgu występowania. Można przypuszczać, że czas jej migracji był późniejszy od fazy ruchów bretońskich, ewentualnie związany nawet z ruchami laramijskimi.

Trzy typy genetyczne rop w obrębie utworów dewonu w strefie Kocka (wykazujące odrębność chemiczną na poszczególnych poziomach) świadczyć mogą o tym, że ropy te nigdy nie znalazły się pod wpływem czynników powodujących destrukcję złóż. Nie wystąpiło w każdym razie przemieszczenie się rop w

SUMMARY

Geochemical examinations of trace bitumens and of crude oils have been made of the Devonian and Carboniferous formations pierced by a bore hole made in the vicinity of Kock, Lublin Region. The examinations comprised, among others, both quantitative and qualitative determinations of saturated hydrocarbons, characterized by straight chains and isoprene structure.

The results of these examinations, considered on a wide geological background, allowed the present authors to distinguish three genetically different types of crude oils, and to formulate a hypothesis concerning the probable periods of their most intense migration.

kierunku pionowym, nie ma też w badanych ropach związków chemicznych, wskazujących zwiększone utlenienie tych rop. Ostatnim więc wnioskiem, jaki wysnuć można z badań geochemicznych rop naftowych Lubelszczyzny jest stwierdzenie, że trudno przypuścić, aby notowane dotychczas objawy ropy naftowej w wielu otworach tego rejonu można było uważać za tzw. ropę martwą, tym bardziej że w tym obszarze znane jest występowanie gazów ziemnych i to niekiedy pod znacznym ciśnieniem (Wielkie Mosty, Komarów). Jeżeli gaz ten związany jest genetycznie z ropami, a istnieje wiele przesłanek, by tak uważać, należy w dalszym ciągu uznawać obszar Lubelszczyzny za godny zainteresowania z punktu widzenia możliwości odkrycia złóż zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego.

LITERATURA

1. Bray E. E., Evans E. D. — Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochim. Cosmochim. Acta* 1961, 22.
2. Bray E. E., Evans E. D. — Hydrocarbons in non-reservoir-rock source beds. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.* 1965, nr 3.
3. Philippi G. T. — On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochim. Cosmochim. Acta* 1965, nr 9.
4. Welte D. — Zur Entwicklungsgeschichte von Erdölen auf Grund geochemischgeologischer Untersuchung. *Erdöl u. Kohle* 1967, nr 2.

РЕЗЮМЕ

В отложениях девона и карбона одной из буровых скважин района Кocka на Люблинской территории были проведены геохимические исследования рассеянных битумов и нефтей, включающие, наряду с другими, качественные и количественные обозначения метаново-нефтяных углеводородов с простыми цепями и изопренового строения.

Эти исследования, рассмотренные на широком геологическом фоне, позволили выделить три генетически различные типы нефти, а также составить гипотезу о возможных периодах их наиболее интенсивной миграции.