

JÓZEF KRUCZEK, ADAM CALIKOWSKI, JADWIGA GUMUŁKA, JERZY KARASKIEWICZ,
TADEUSZ LENK, MIECZYŚLAW SOLECKI

Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa

GENERACJA WĘGLOWODORÓW PRZEDGÓRZA KARPAT NA TLE ROZWOJU TEKTONIKI

UKD 550.4:551.57/58:553.981/.982.061.3:550.6/.7:551.782.1.022.4(438-924.751)

Szeroki zakres prac w poszukiwaniu ropy naftowej i gazu ziemnego, a mianowicie wykonanie do 1982 r. około 2,1 mln m wierceń w rejonie przedgórze, dało przemysłowe wyniki w postaci odkrycia złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. Geologiczną interpretacją tych materiałów oraz wyjaśnieniem warunków akumulacji i opracowaniem perspektyw zajmowało się wielu geologów górnictwa naftowego i Akademii Górniczo-Hutniczej (2, 3, 6, 12, 13, 14, 16, 17, 21, 23, 24).

Wykonanie tego zakresu prac poszukiwawczych umożliwiło zebranie bardzo obszarnego materiału analitycznego z zakresu geochemii. Obejmuje on kilka tysięcy analiz chemicznych gazów ziemnych, rop naftowych, wód złożowych, ponad tysiąc wyników przebadanych próbek rdzeni dla rozpoznania charakterystyki rozproszonej substancji organicznej. W celu łatwiejszego wykorzystania tego olbrzymiego materiału prowadzi się w Instytucie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa uzupełnienie bazy danych GWADIN-

-ARGAZ*) kompletem około 3,5 tys. analiz gazu ziemnego oraz opracowuje się GWADIN-ARBIT dla rozproszonej substancji organicznej (RSO). Badania geochemiczne gazów ziemnych, rozproszonej substancji organicznej, rop naftowych i wód złożowych prowadzi się równoległe z wierceniami i należy tu przypomnieć ogromne zasługi, jakie na polu wprowadzania i ujednolicenia metod badawczych oraz rozwoju geochemii naftowej położył zmarły w 1978 r. prof. dr J.J. Głogoczowski.

BADANIA GEOCHEMICZNE GAZÓW ZIEMNYCH PRZEDGÓRZA KARPAT

Główną kopaliną użyteczną przedgórze jest miocencki gaz ziemny sklasyfikowany przez J.J. Głogoczowskiego

* Geologiczno-Wiertnicze Archiwum Danych Instytutu Naftowego – Archiwum Rop i Gazów.

i T. Karpińskiego (8) jako gaz wysokometanowy. Gaz ten zawiera 97–99% obj. metanu, przy czym zawartość ta spada rzadko poniżej 97% a przekracza czasami 99% obj. (tab. I). Zawartość pozostałych węglowodorów tego szeregu nie przekracza 2% i taką samą średnią wielkość osiąga azot. Hel występuje w ilościach poniżej 0,01% w gazach rejonu Przemysła; do 0,02% w gazach rejonu Cieszyzna, a zawartość argonu jest śladowa, nie przekraczająca 0,02%.

Gaz zakumulowany w wapieniach jurajskich złoża Tarnów wykazuje średni skład:

CH₄ – 71,2% obj.; C₂⁺ – 10,5% obj.; N₂ – 18,3% obj.

W cenomańskim złożu Swarzędów występuje gaz o składzie: CH₄ – 92,7% obj.; C₂⁺ – 2,2% obj.; N₂ – 5,1% obj.; a w złożu jurajskim Dąbrowa Tarnowska: CH₄ – 87,8% obj.; C₂⁺ – 3,1% obj.; N₂ – 9,0% obj.

Gaz występujący w karbonie wyeksploatowanego złoża Markłowice ma charakterystykę: CH₄ – 90,96% obj.; C₂H₆ – 0,4% obj.; N₂ – 4–10% obj.; He – 0,05% obj.; natomiast gaz głębszych pięter karbonu: CH₄ – 60–90% obj.; C₂H₆ – 0,5–15,0% obj.; C₃H₈ – do 3% obj.; C₄H₁₀ – do 1% obj.; N₂ – 20–40% obj.; He – 0,008% obj.

BADANIA IZOTOPOWE

Z inicjatywy Instytutu Naftowego rozpoczęto w latach 70-tych wykonywanie badań izotopowych dla potrzeb geochemii naftowej. Badania rozpoczęto w FIEE** (Gommern NRD), a po uzyskaniu aparatury kontynuowano je w Instytucie Fizyki UMCS Lublin, pod kierunkiem prof. dr W. Żuka, na zlecenie i w ścisłej współpracy z IGNiG. Badania te prowadzone są w dalszym ciągu a kieruje nimi w UMCS (po śmierci prof. dr W. Żuka) doc. dr S. Hałas. Interpretację wyników dla geologii naftowej wykonuje się w IGNiG.

W ramach tych badań wykonano kilkadziesiąt oznaczeń wielkości δ¹³C w metanie gazu miocenijskiego rejonu Tarnów–Przemysł i stwierdzono, że węgiel w metanie gazu miocenijskiego jest izotopowo lekki a wartość δ¹³C waha się w granicach –61,57‰ do –70,88‰ (tab. 1). Badania kilku gazów miocenijskich rejonu cieszyńskiego wykazały że gytie mają węgiel również o ciężarze izotopowym, wahającym się w granicach –68,47‰ –68,98‰.

Kilka oznaczeń wartości izotopowej azotu w gazach miocenijskich dokumentuje, iż δ¹⁵N osiąga wielkość od –2,0‰ do +16,8‰, wartość δD waha się od –318 ± 5‰ do –198 ± 3‰ (8).

Gaz jurajskiego złoża Tarnów jest izotopowo cięższy i δ¹³C dla niego waha się od –37,4‰ do –43,8‰, a gazy zakumulowane w karbońskich utworach Markłowice mają δ¹³C –78,00‰.

BADANIA ROP NAFTOWYCH

Zasadniczym surowcem energetycznym przedgórze Karpat jest gaz ziemny zakumulowany głównie w utworach miocenu, a w mniejszej ilości w utworach kredy i jury. Ropa naftowa, której średniej wielkości złoża odkryto w Grobli i Pławowicach, a małe w Partyni, Dąbrowie Tarnowskiej, Brzeźnicy czy Korzeniowie, a której ślady spotkano w utworach jury, kredy i miocenu, nie odegrała i nie odgrywa znaczącej roli gospodarczej i dlatego nie rozwijały się, szerokie jak w przypadku gazu, prace badawcze nad jej genezą.

** Forschungsinstitut für die Erkundung und Förderung von Erdöl und Erdgas – FIEE

Tabela I
CHARAKTERYSTYKA CHEMICZNA I IZOTOPOWA
ŚREDNICH WARTOŚCI SKŁADÓW GAZÓW ZIEMNYCH
PRZEDGÓRZA KARPAT

Złoże	Poziom produkt.	CH ₄ % obj.	C ₂ % obj.	N ₂ % obj.	δ ¹³ C ‰
1	2	3	4	5	6
Lubaczów	miocen	97,44	0,06	2,50	n.b.
Przemysł	„	98,44	0,64	0,92	–69,70
Mirocin	„	98,55	0,67	0,79	–67,39
Kańczuga	„	96,56	0,42	3,02	–66,52
Przeworsk	„	97,47	0,35	2,18	n.b.
Żołynie	„	97,95	0,94	1,11	n.b.
Husów	„	97,98	0,39	1,63	–66,93
Albigowa	„	98,26	0,38	1,36	n.b.
Krasne	„	98,13	0,31	1,56	–66,11
Rzeszów	„	93,11	0,77	6,12	n.b.
Kielanówka	„	94,34	0,42	5,24	n.b.
Czarna Sędzisz.	„	97,75	0,38	1,87	–65,94
Sędziszów	„	98,57	0,98	0,95	–62,95
Brzeźnica	„	99,15	0,78	0,07	–69,44
Wygoda	„	97,55	0,12	2,33	n.b.
Żukowice	„	93,81	1,35	4,94	n.b.
Jaśniny	„	91,82	0,05	8,13	n.b.
Tarnów	„	96,15	1,40	2,45	n.b.
Zakrzów	„	97,69	0,28	2,03	–66,00
Sufczyń	„	97,05	0,67	2,28	n.b.
Łąka	„	95,66	0,75	3,59	–65,13
Gierczyce	„	99,96	0,04	–	–65,29
Grabina	„	96,82	0,49	2,69	n.b.
Nieznanowice	„	97,71	0,38	1,91	–67,51
Raciborsko	„	97,40	0,71	1,89	n.b.
Kowale	„	98,99	0,17	0,84	–66,86
Pogórz	„	98,57	0,32	1,11	–65,42
Dębowiec	„	98,89	0,18	0,93	–68,47
Lubaczów	jura	87,75	5,00	7,25	n.b.
Uszkowie	dogger	92,50	2,10	5,40	n.b.
Niwiska	trias	76,10	6,40	17,50	n.b.
Tarnów	jura	72,20	10,50	18,30	–37,40
Smęgorzów	jura	91,60	2,40	6,00	n.b.
Dąbrowa					
Tarn.	jura	87,80	3,10	9,00	n.b.
Swarzędów	kreda	92,70	2,20	5,10	
Markłowice	karbon	90,00	0,50	9,50	–78,00

Tabela II przedstawia głównie wyniki uzyskane w rozpoznaniu fizyko-chemicznych własności rop naftowych (5, 18, 20, 22).

CHARAKTERYSTYKA ROZPROSZONEJ SUBSTANCJI ORGANICZNEJ MIOCENU PRZEDGÓRZA KARPAT POLSKICH

Badania rozproszonej substancji organicznej w utworach miocenu, wykonane na obszarze przedgórze obejmowały łącznie 1265 próbek z rdzeni wiertniczych, pobranych z 80 odwiertów. Przebadane próbki rdzeni z poszczególnych pięter miocenu charakteryzują się odmiennym wykształceniem litologicznym, jak również zróżnicowanymi własnościami substancji organicznej (tab. III). W sarmacie i badenie górnym występują łupki ilaste, piaskowce i mułowce, natomiast w badenie dolnym występują anhydryty oraz piaskowce i mułowce.

Rozproszoną substancję organiczną w badenie dolnym charakteryzuje zróżnicowana, ale stosunkowo wysoka koncentracja bituminów, wahająca się w granicach od 0,04% do 0,44%, przy braku kwasów humusowych. W bituminach występują w przewadze węglowodory (34–69%), przy czym, jak na to wskazuje dystrybucja *n*-alkanów, są to bituminy wysoko zmetamorfizowane, o zakończonym procesie ewolucji. W składzie *n*-alkanów występuje równowaga między parzystymi i nieparzystymi *n*-alkanami (CPI = 1), a maksimum *n*-alkanów przypada na C₁₇–C₁₉ (22).

SCHEMATYCZNE ZESTAWIENIE FIZYKO-CHEMICZNE
WŁASNOŚCI ROP NAFTOWYCH I KONDENSATÓW PRZEDGÓRZA

Odwiert lub złoże	Poziom stratygraficzny	Data pobrania próbki	Gęstość kg/m ³	Lepkość przy 20°C mm ² /s	Pocz. destylacji °C	Ilość destylatu do 180°C % obj.	Ilość destylatu do 280°C % obj.	Parafina % wag.	Twarde asfalty % wag.	Siarka organiczna % wag.	Skład grupowy frakcji > 200°C					
											Temp. krzepnie- cia ropy °C	Węglowodory nasyt. % wag.	Węglowodory aromatycz. % wag.	Żywie % wag.	Asfalteny % wag.	Stos. nasyceń aromat.
Grobla	kreda, jura	1963	801	3,8	61	32	30	2,9	0,01		-10					
Pławowice	kreda, jura	1963	849	6,3	71	15	28	3,3	0,01		-6					
Partynia	jura	1958	840	7,5	82	17	45	-	0,60		+12					
Dąbrowa Tarnowska	jura	1962	859	25,2	104	11	37	-	0,03		+6					
Swarzów	jura	1959	804	1,9	57	59	79	-	0,39							
Smęgorzów	jura	1963	834	8,6	82	17	32	5,5	0,03		+10					
Szczurów	kreda	1961	868	12,2	63	15	38	-	0,14		13					
Lubaczów	jura	1958	1041	-	85	1	5	0,4	17,80							
Korzeniów	miocen	1968	843	43,6	162	2	25		0,59	0,25		78,2	13,3	7,6	0,9	5,88
Łąka	miocen, ceno- man, jura	1971	796	1,3	68	58	95				-30					
Łąka	miocen, ceno- man, jura	1979	812	2,3	131	8	69		0,02	0,09		71,3	13,3	11,7	3,7	5,36
Gubernia	miocen, prekambr	1979	808	3,0	90	34	82					92,0	82,0	7,2	0,0	
Tarnów	miocen, kreda	1977	726	1,0	41	89	97				-30	97,9	2,0	0,0	0,0	84,23
Miękisz Nowy	miocen, kreda	1970	906	42,4	190	-	16									

W składzie węglowodorów występuje przewaga węglowodorów nasyconych nad aromatycznymi, a stosunek wagowy tych węglowodorów waha się w granicach 2–4 na korzyść nasyconych. Stosunek fitan-pristan dla izoprenoidów z badenu dolnego jest większy od jedności, co wskazywałoby na redukcyjne środowisko sedymentacji. W składzie pierwiastkowym bituminów zaznacza się wysoki stosunek atomowy wodoru do węgla (1,62–1,82), przy małej zawartości tlenu.

Kerogen, w badanych próbkach z badenu dolnego, występuje w ilościach od 0,3 do 1,5% – średnio 0,8% – a jego stopień uwęglenia C_R/C_T wynosi 35–67. Stosunek atomowy wodoru do węgla w kerogenie jest większy od jedności, a tlenu do węgla bardzo niski (0,13), co wskazuje na jego morskie-sapropelowe pochodzenie.

W świetle przeprowadzonych badań można uznać, że baden dolny jest formacją macierzystą dla węglowodorów gazowych, a może i ciekłych, ponieważ w sprzyjającym, redukcyjnym środowisku sedymentacji sapropelowo-humusowa substancja organiczna, w znacznym stopniu pochodzenia morskiego, ulega wysokiej metamorfizacji. Warunki geochemiczne dokumentują również możliwość generowania w badenie dolnym wyższych węglowodorów. Dotychczas napotkano jedynie nieprzemysłowe nagromadzenie ciekłych węglowodorów (np. Gubernia, Korzeniów, Miękisz Nowy).

Utwory badenu górnego i sarmatu zawierają rozproszoną substancję organiczną o bardzo zbliżonych do siebie własnościach, ale krańcowo odmiennych w stosunku do

badenu dolnego. Występują tu kwasy humusowe, a koncentracja bituminów jest 5 razy mniejsza niż w badenie dolnym (0,015–0,055%). W składzie bituminów przeważa frakcja żywic i asfaltenów, przy niskiej zawartości węglowodorów. W *n*-alkanach występuje przewaga *n*-alkanów nieparzystych nad parzystymi (CPI – 1,4–6,6), a maksimum *n*-alkanów przypada na C₂₉. Stosunek izoprenoidów fitan-pristan jest mniejszy od jedności.

Średnia koncentracja kerogenu w górnych piętrach miocenu wynosi 0,8% (od 0,3–1,5%), a jego stopień uwęglenia $C_R/C_T = 34–76\%$. Stosunek atomowy wodoru do węgla w kerogenie jest niższy od jedności i wynosi (0,6–0,99%). Stosunek atomowy tlenu do węgla w kerogenie wynosi 0,16–0,31 i jest wyższy niż w badenie dolnym.

Osadzona w badenie górnym i sarmacie lignitowo-humusowa substancja organiczna, pochodzenia przeważnie lądowego, jest nisko zmetamorfizowana, niedojrzała, na poziomie późnego węgla brunatnego. Niski stopień uwęglenia kerogenowej substancji organicznej wskazuje na niskotemperaturowy proces powstawania węglowodorów gazowych (metan), obok nieznacznych ilości asfaltenowo-żywicznych bituminów.

J.J. Głogoczowski, T. Karpiński (8) podali wartości izotopowe węgla $\delta^{13}C$ w bituminach rzędu 23,0–25,0% w badenie dolnym oraz 26,5–27,0% w badenie górnym i sarmacie. Występującą dużą różnicę pomiędzy wielkością $\delta^{13}C$ w metanie gazów, a $\delta^{13}C$ substancji macierzystej tłumaczą autorzy: „w miarę jak postępuje proces generowania metanu, rozpiętość pomiędzy zawartością

Tabela III
ŚREDNIA CHARAKTERYSTYKA GEOCHEMICZNA
ROZPOZNANEJ SUBSTANCJI ORGANICZNEJ MIOCENU
PRZEDGÓRZA KARPAT

Oznaczone parametry	Piętro miocenu			
	sarmat + baden górny		baden dolny	
	średnia	od – do	średnia	od – do
Pozostałość po HCl %	72	56 – 84	30	20 – 40
Kwasy humusowe %	0,007	0,001 – 0,050	brak	
Bituminy %	0,023	0,015 – 0,055	0,115	0,042 – 0,440
Stosunek atomowy H/C w bituminach %	1,58	1,17 – 1,77	1,76	1,63 – 1,82
Wartość izotopu $\delta^{13}C$ w bituminach ‰	-27,0	-26,5 – -27,6	-24,0	-23,0 – -25,0
Węglowodory w bituminach %	33	21 – 57	47	34 – 69
CPI <i>n</i> -alkanów	2,9	1,4 – 6,6	1,0	0,09 – 1,2
C_{max} <i>n</i> -alkanów	C_{29}		C_{17}, C_{19}	
Stosunek fitan/pristan	0,95	0,35 – 2,20	5,20	2,10 – 11,80
Kerogen %	0,8	0,3 – 1,5	0,8	0,3 – 1,5
Piroliza – C_p/C_t w kerogenie	52	34 – 76	49	35 – 67
Stosunek atomowy H/C w kerogenie	0,87	0,6 – 0,99	1,20	1,17 – 1,24
Stosunek atomowy O/C w kerogenie	0,23	0,16 – 0,31	0,13	
Poziom uwęglenia kerogenu	46	33 – 60	33	31 – 35

izotopu cięższego węgla w metanie i w substancji macierzystej maleje. Im dłużej trwa proces wydzielania metanu, tym bardziej wartości $\delta^{13}C$ w obu substancjach zbliżają się do siebie”.

HYDROCHEMIA WGLĘBNYCH WÓD MIOCENU

Ogólne zmiany chemizmu wód mioceńskich (9, 11) zgodne są z głównymi rysami budowy geologicznej rejonu, tj. następuje wzrost mineralizacji od brzegu ku centrum zbiornika, z pewnym podwyższeniem przy brzegu Karpat i pod Karpatami oraz przy przechodzeniu od formacji młodszych ku starszym. Jednocześnie występują regionalne zmiany hydrochemiczne, wywołane głównie obecnością formacji solonośnej w strefie Tarnów – Kraków, manifestujące się znacznym podwyższeniem stopnia mineralizacji (100–240 g/dm³) oraz podchodzeniem z głębi ku górze silniej zmineralizowanych wód na obszarach zaburzonych, szczególnie przy brzegu Karpat.

Obecność nagromadzeń węglowodorów gazowych wpływa na znaczny stopień redukcji siarczanów w wodach i wzrost biopierwiastków, takich jak J^- , Br^- , NH_4^+ . Obecność anomalii hydrochemicznych, a szczególnie zmiany stopnia mineralizacji wód mogą być uznane za czynnik inicjujący odgazowanie wód; przy wzroście mineralizacji i zmianie warunków ciśnienia i temperatury następuje bowiem wydzielanie się gazu z wód i możliwość tworzenia się nagromadzeń węglowodorów (4).

BADANIA SUBSTANCJI ORGANICZNEJ W WODACH I BADANIE MIKROBIOLOGICZNE

Prace badawcze pod kątem rozpoznania substancji organicznej typu naftowego oraz specjalistycznej mikro-

flory występującej w wodach złożowych, prowadzono na podstawie założeń metodycznych, których autorami są: E. Bars, S. Kogan (1), J. Karaskiewicz (15). Interesowano się zwłaszcza bakteriami zdolnymi do utleniania węglowodorów oraz ich wpływem na zachodzące procesy geochemiczne.

Badania wykonano na złożu gazowym Przemyśl (9, 10). W próbkach wód złożowych oznaczono substancję organiczną (fenole, niższe kwasy tłuszczowe, kwasy naftowe, benzen oraz C-bitumiczny). Oznaczono bakterie utleniające metan, propan-butan, eter naftowy, *n*-heksan, *n*-dekan oraz benzen i toluen. Stwierdzono związki korelacyjne między mikroflorą i substancją organiczną wód a złożem. Podobne wyniki uzyskano na złożu gazowym Husów (10). J.J. Głogoczowski i L. Barański (7) opracowali także charakterystykę izotopów tlenu i wodoru. Wykazali oni, że zarówno tlen jak i wodór mają niższe zawartości izotopów lżejszych $\delta^{18}O$ i δD w strefie, gdzie występują większe ilości rozproszonej w wodzie substancji organicznej, a zarazem tam, gdzie występuje większa ilość mikroflory utleniającej węglowodory.

WNIOSKI

Odnośnie do generacji gazu, można obecnie powiedzieć, że wysunięta w 1975 r., przez J.J. Głogoczowskiego i zespół (19), teoria generacji gazu mioceńskiego zyskała podbudowę wynikami prac z lat 1976–1980 dla rejonu środkowego przedgórza Karpat i wynikami prac z lat 1981–1982 dla przedgórza zachodniego (Arch. IGNiG).

Przyjęto, że gaz występujący w utworach miocenu pochodzi z przemian diagenetycznych autochtonicznej, lignitowo-humusowej substancji organicznej i tworzył się w procesie termokatalitycznym, niskotemperaturowym, zbliżonym do procesu biochemicznego, zwłaszcza dla horyzontów występujących do głęb. 900 m. Dla gazów z horyzontów głębszych, poniżej 1000 m, należy przyjąć generowanie metanu i substancji humusowo-sapropelowej w procesie termokatalitycznym, przy nieznacznie podwyższonych temperaturach. Główne warunki akumulacji zaistniały natomiast po nasunięciu Karpat.

Małe zróżnicowanie wielkości $\delta^{13}C$ pozwala przyjąć za prawdopodobne umiejscowienie strefy generowania gazu w pobliżu miejsca dzisiejszej akumulacji, a szczegółowa analiza kierunków zmian $\delta^{13}C$ pozwala sugerować migrację od SE ku NW, przy czym i tu pewną rolę odgrywały nasuwające się i nasunięte Karpaty. Nie zauważono dotychczas znaczących zmian zarówno w profilu pionowym, jak i w rozprzestrzenieniu poziomym, ani własności fizykochemicznych gazu, ani wielkości $\delta^{13}C$ w metanie gazów mioceńskich. Różnią się od nich natomiast gazy mezozoiczne. Gazy jurajskiego złoża Tarnów charakteryzują się podwyższoną ilością azotu, a metan ich jest izotopowo cięższy, co może sugerować jego generowanie w wyższych temperaturach i pochodzenie z sapropelowo-humusowej substancji organicznej. Gaz występujący w wyczerpanym złożu karbońskim Markłowic różni się od gazu mioceńskiego zwiększoną ilością N_2 , natomiast węgiel $\delta^{13}C$ w metanie jest izotopowo lekki, podobnie jak w miocenie.

Kontynuacji wymagają badania izotopowe zarówno pozostałych gazów mezozoicznych przedgórza, jak i rop naftowych, a zwłaszcza frakcji wrzących powyżej 300°C. Istniejąca ilość materiałów geochemicznych oraz możliwości uzyskania dalszych danych, z będącego w rozwiercaniu przedgórza stawia przed geochemią naftową do rozwiązania zadania:

1. Kontynuowania badań geochemicznych i izotopowych

dla dalszego wyjaśnienia możliwości akumulacji w miocenie.

2. Wyjaśnienie problematyki genezy i migracji zakumulowanych w mezozoiku złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.
3. Przeprowadzenie próby geochemicznego wyjaśnienia możliwości akumulacji w paleozoiku.
4. Dążenie do opracowania bilansu akumulacji na podstawie parametrów geochemicznych w miocenijskim basenie przedgórze.

LITERATURA

1. Bars E.A., Kogan S.S. — Mietodiceskoje rukowodstwo po issledowaniju organiczeskich wieszczestw podziemnych wod nieftiegazonosnych oblastej. Niedra, 1973
2. Cisek B., Czernicki J. — O pochodzeniu i migracji gazu ziemnego w miocenie nadanhydrotowym przedgórze Karpat. Prz. Geol. 1967 nr 7.
3. Cisek B., Czernicki J., Fik C. — Litologiczno-facialne warunki akumulacji gazu ziemnego w miocenie autochtonicznym we wschodniej części przedgórze Karpat. Konferencja naukowo-techniczna: „Poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w nieantyklinalnych warunkach akumulacji. SITP NiG Kraków 1982.
4. Collins A.G. — Geochemistry of oil field Waters. Elsevier, Amsterdam — New York 1975.
5. Czarnocka-Łanoszka A. — Związki genetyczne między składem węglowodorów zaprezentowanych w ropach naftowych a substancje organiczne w świetle badań. IG NiG Nafta 1981 nr 12.
6. Czernicki J. — Warunki geologiczno-strukturalne i parametry złóż gazu ziemnego w miocenie autochtonicznym w strefie nasunięcia Karpat między Rzeszowem a Przemyślem. Wyd. Geol. 1977.
7. Głogoczowski J.J., Barański L.A. — Badanie możliwości wykorzystania charakterystyki izotopowej tlenu i wodoru wód złożowych w geochemii naftowej. Nafta 1977 nr 3.
8. Głogoczowski J.J., Karpiński T. et al. — Podstawowe kryteria oceny perspektyw ropo-gazoności w Polsce. Pr. IG NiG 1978 nr 25.
9. Gumułka J., Karaskiewicz J. — Odzwierciedlanie wpływu ropo- i gazoności horyzontów na obraz parametrów hydrochemicznych i mikrobiologicznych w oparciu o badania w Polsce. Nafta 1977 nr 10.
10. Gumułka J., Karaskiewicz J. — Die Veränderlichkeit der organischen Substanz und der Mikroflora der Schichtwässer der Erdöl- und Erdgaslager in den Karpaten und in der Karpatenvorsenke. Z. angewandte Geologie. 1980 Bd. 26 H. 9.
11. Gumułka J. et al. (cz. IV. 1) — Syntetyczne opracowanie chemizmu wód wglębnych miocenu rejonu Husów — Kraków (w opracowaniu pod kierunkiem T. Lenka). Arch. IG NiG 1980.
12. Jawor E. — Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w nieantyklinalnych pułapkach w środkowej części zapadliska przedkarpackiego. Konferencja naukowo-techniczna „Poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w nieantyklinalnych warunkach akumulacji”. SITP NiG Krosno 1982.
13. Jucha S. et al. — Analiza stref nagromadzenia się węglowodorów w zapadlisku przedkarpackim dla stref Przemysł — Rzeszów — Lubaczów, Kraków — Tarnów. Inst. Wiern. Naft. — AGH, 1974.
14. Jucha S. — Możliwości dalszych odkryć złóż gazu ziemnego w pułapkach litologicznych lub poziomach hydrodynamicznych w miocenie i jego podłożu mezozoicznym w zapadlisku przedkarpackim. Konferencja naukowo-techniczna. „Poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w nieantyklinalnych warunkach akumulacji”. SITP NiG Krosno 1982.
15. Karaskiewicz J. — Badanie nad zastosowaniem metod mikrobiologicznych w poszukiwaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Pr. Inst. Naft. Wydaw. Śląsk 1970.
16. Karnkowski P. — Formowanie się złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na tle geologii przedgórze Karpat polskich. Pr. Inst. Geol. 1969.
17. Karnkowski P. — Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w nieantyklinalnych strukturach. Konferencja naukowo-techniczna „Poszukiwanie, rozpoznawanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w nieantyklinalnych warunkach akumulacji. SITP NiG Krosno 1982.
18. Kruczek J. — Pierwsze rozpoznanie prawideł rozmieszczenia złóż ropo-gazowych w obrębie przedgórze Karpat Zachodnich. Nafta 1968 nr 4.
19. Kruczek J., Głogoczowski J.J. et al. — Opracowanie geochemicznych kryteriów oceny gazoności zapadliska przedkarpackiego na podstawie badań analitycznych. Arch. IG NiG Kraków 1975.
20. Kucala M. — Syntetyczne opracowanie rop naftowych w utworach miocenu na obszarze Kraków — Przemysł. Ibidem 1980.
21. Ney R., Burzewski W. — Zarys paleogeografii i rozwoju litologiczno-facialnego utworów miocenu zapadliska przedkarpackiego. Pr. Geol. Komis. Nauk. Geol. PAN Oddz. w Krakowie 1974 nr 82.
22. Solecki G., Czarnocka A. — Charakterystyka substancji organicznej osadów miocenijskich przedgórze Karpat polskich na podstawie badań *n*-alkanów oraz izoprenoidów. Nafta 1982 nr 9.
23. Wdowiarsz S., Jucha S., et al. — Budowa geologiczna, ropo- i gazoność przedgórze Karpat. IWN AGH Kraków 1970.
24. Wdowiarsz S. — O stosunku Karpat do zapadliska przedkarpackiego w Polsce. Prz. Geol. 1976 nr 6.

SUMMARY

Large-scale search for oil and gas in area of the Carpathian foreland (about 2.1 millions meters of drillings have been made till 1982) made it possible gathering rich material, the interpretation and explanation of which have been carried out, along with current evaluations of hydrocarbon potential of discovered deposits, by large teams of geologists of oil industry enterprises. The authors present results of geochemical, isotopic and other studies which made possible to obtain characteristics of gas, oil and dispersed organic matter from the Miocene in the Carpathian foreland.

РЕЗЮМЕ

В результате проведенных в районе предгорья Карпат поисковых работ нефти и газа был собран