

Skład, geneza i środowisko generowania ropy naftowej w utworach dolomitu głównego zachodniej części obszaru przedsudeckiego

Maciej J. Kotarba*, Dariusz Więclaw*, Adam Kowalski*

Przedstawiono geochemiczną charakterystykę genetyczną 33 ropy naftowych ze złóż i nieprzemysłowych przypiływów znajdujących się w utworach dolomitu głównego zachodniej części obszaru przedsudeckiego. Wszystkie badane ropy naftowe dolomitu głównego zostały wytworzone z ropotwórczego kerogenu typu II, który znajduje się w środkowej lub końcowej fazie niskotemperaturowych procesów termogenicznych. Utwory dolomitu głównego spełniają więc rolę zarówno skały macierzystej jak i zbiornikowej. W północnej części badanego obszaru stopień przeobrażenia rop rośnie z zachodu na wschód i jest bardzo zróżnicowany pomimo, że akumulacje występują na podobnej głębokości, co może świadczyć o wielofazowości procesów generowania lub/i migracji węglowodorów. Natomiast w strefie południowej stopień przeobrażenia rop jest zróżnicowany w zależności od głębokości akumulacji, co może świadczyć o rozrzuconej przestrzennie „kuchni generowania” w której z tej samej substancji organicznej wytwarzały się węglowodory w zależności od głębokości pograżenia, a tym samym o bliskim położeniu skał macierzystych od miejsc akumulacji oraz niewielkim zasięgu migracji.

Słowa kluczowe: geneza ropy naftowej, biomarkery, izotopy trwałe, basen cechsztyński, dolomit główny, obszar przedsudecki

Maciej J. Kotarba, Dariusz Więclaw & Adam Kowalski — **Composition, origin and habitat of oils in the Zechstein Main Dolomite strata of the western part of the Fore-Sudetic area (SW Poland).** Prz. Geol., 48: 436–442.

Summary. Geochemical characteristics of origin of 33 oils in carbonate reservoirs occurring in the Zechstein Main Dolomite strata of the western part of the Fore-Sudetic area have been presented in the paper. All the oils were generated from type II kerogen in the middle and final phase of low-temperature thermogenic processes („oil window“). The Main Dolomite strata play the role of both a source rock and reservoir. In the northern part of the studied area maturity of oils increases from the west to the east. It strongly varies although the accumulations occur on at similar depth. This may be the evidence of a multiphase character of the processes of hydrocarbon generation and/or migration. The maturity, however, varies in the southern zone, depending on the depth of accumulation. This may evidence the existence of a spatially scattered generation centres where hydrocarbons were generated from the same organic matter, depending on the depth of deposition, and so the closeness of source rock to the place of accumulation and small range of migration.

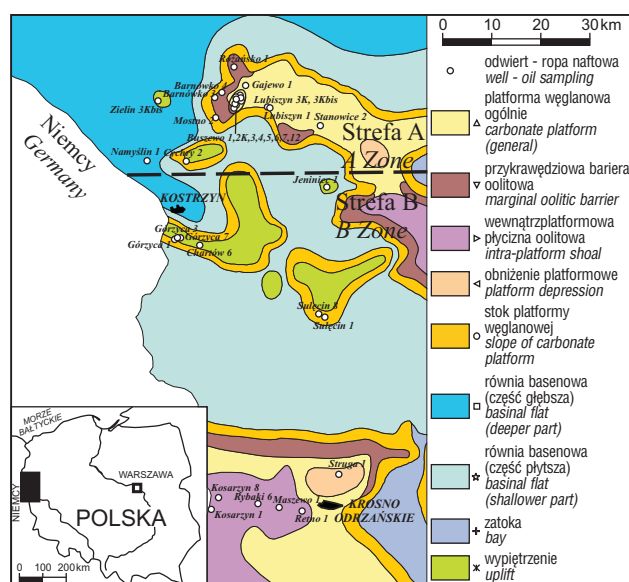
Key words: oil origin, biomarkers, stable isotopes, Zechstein basin, Main Dolomite, Fore-Sudetic area

Od początku lat sześćdziesiątych, kiedy odkryto pierwsze złoża ropy naftowej na Niziu Polskim — Rybaki (Obuchowicz, 1962), prowadzono intensywne prace poszukiwawcze na tym obszarze. Wynikiem tych prac jest udokumentowanie ponad 80 złóż gazu ziemnego i 50 złóż ropy naftowej (Karnkowski, 1993; Weil i in., 1997). Na obszarze przedsudeckim główną skałą zbiornikową dla złóż ropnych, ropno-gazowych i gazowych są utwory dolomitu głównego cechsztynu (np. Karnkowski, 1993; Dąbrowska-Żurawik i in., 1993). Pierwsze badania geochemiczne ropy naftowej i rozproszonej substancji organicznej utworów młodopaleozoicznych Niziu Polskiego były przeprowadzone m.in. przez Calikowskiego i Gondka (1967), Głogoczowskiego (1975), Głogoczowskiego i Jędrzychowską (1974), Marzec i in. (1971), a współcześnie przez Czechowskiego i in. (1998) oraz Kotarbę i in. (1998a, 1998c). Badania te wykazały, że poziomy skał macierzystych występują w obrębie utworów dolomitu głównego, tak więc spełniają one rolę zarówno skały macierzystej, jak i zbiornikowej.

W celu wstępnego wyjaśnienia powiązań i korelacji genetycznych w układzie ropa naftowa—skała macierzysta oraz określenia dalszych losów ropy naftowej związanych z ewentualną migracją i wpływem procesów wtórnych (np. biodegradacja, wymywanie wodą, itd.) zastosowano zestaw badań analitycznych z zakresu geochemii naftowej. Do geochemicznych badań analitycznych pobrano ogółem 33 próbki ropy naftowej z akumulacji w węglanowych utworach dolomitu głównego (ryc. 1). Badany obszar podzielono umownie na dwie strefy: „A” obejmującą jego

część północną oraz „B”, obejmującą część środkową i południową.

W północnej strefie A (ryc. 1) pobrano 19 próbek ropy naftowej z akumulacji ropno-gazowych: Barnówko–Most-



Ryc. 1. Pogładowa mapa z lokalizacją odwiertów — w utworach dolomitu głównego zachodniej części obszaru przedsudeckiego — z których pobrano próbki ropy naftowej. Rozkład stref paleogeograficznych wg Wagnera in. (2000)

Fig. 1. Sketch-map showing location of oil sampled wells from Zechstein Main Dolomite reservoir in the western part of Fore-sudetic area. Distribution of paleogeographic zones after Wagner et al. (2000)

*Zakład Surowców Energetycznych, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

no-Buszewo (BMB) (odw. Barnówko 3, 4, Buszewo 1, 2K, 3, 4, 5, 6, 7, 12, Mostno 2), Cychry (odw. Cychry 2), Lubiszyn (odw. Lubiszyn 1, 3Kbis), Namyslin (odw. Namyslin 1), Różańsko (odw. Różańsko 1), Zielin (odw. Zielin 3Kbis) oraz z nieprzemysłowych przypiływów ropy naftowej w odwiertach Gajewo 1 i Stanowice 2. W strefie B (ryc. 1) pobrano 14 próbek ropy naftowej z akumulacji ropno-gazowych: Chartów (odw. Chartów 6), Górzycza (odw. Górzycza 1, 3, 7), Jeniniec (odw. Jeniniec 1), Kosarzyn (odw. Kosarzyn 1), Kosarzyn-N (odw. Kosarzyn 8), Retno (odw. Retno 1), Rybaki (odw. Rybaki 6), Sulęcín (odw. Sulęcín 1, 8) oraz z nieprzemysłowego przypiływu

ropy naftowej w odwiercie Struga 1. Wyniki analitycznych badań geochemicznych wszystkich rop podano w tab. 1, 2 i 3. Fizykochemiczne typy akumulacji (tab. 1) wydzielono na podstawie kryteriów McCaina (1990).

Metodyka badań analitycznych

Gęstość próbek ropy naftowej oznaczono według PN-90/C-04004. Zawartość siarki całkowitej oznaczono przy użyciu analizatora SC-132 firmy LECO. Obydwie wymienione analizy wykonano na próbkach ropy przed standaryzacją, którą wykonano metodą przepłukiwania

Tab. 1. Zestawienie danych geologiczno-złożowych skały zbiornikowej oraz gęstości i zawartości siarki badanej ropy naftowej

Nazwa odwiertu	Kod odwiertu	Interwał złożowy	Typ*	Strefa**	Gęstość		Siarka
					g/cm ³	°API	% wag.
Strefa A							
Barnówko 3	Bar 3	3095,7–3097,5	LR	P _b	0,746	57,2	0,09
Barnówko 4	Bar 4	3098,8–3137,0	LR	P _b	0,812	41,9	0,34
Buszewo 1	Bus 1	3106,0–3145,0	TR	P _w	0,817	40,8	0,30
Buszewo 2K	Bus 2	3147,1–3154,6	TR	P _w	0,826	39,0	0,34
Buszewo 3	Bus 3	3094,2–3129,5	TR	P _w	0,817	40,8	0,33
Buszewo 4	Bus 4	3102,0–3147,0	TR	P _w	0,817	40,8	0,32
Buszewo 5	Bus 5	3110,0–3148,3	TR	P _w	0,820	40,2	0,34
Buszewo 6	Bus 6	3123,0–3160,0	TR	P _w	0,817	40,8	0,29
Buszewo 7	Bus 7	3117,0–3150,0	TR	P _w	0,816	41,1	0,33
Buszewo 12	Bus 12	3116,5–3137,0	TR	P _w	0,826	39,0	0,38
Cychry 2	Cyc 2	2994,0–3004,8	GK	S _p	n.a.		n.a.
Gajewo 1	Gwo 1	3135,0–3172,0	b.d.	P _w	0,821	40,1	0,54
Lubiszyn 1	Lub 1	3109,5–3133,0	TR	P _w	0,836	37,0	0,20
Lubiszyn 3Kbis	Lub 3Kbis	3103,1–3113,3	TR	P _w	0,817	40,8	0,21
Mostno 2	Mos 2	3047,5–3066,0	LR	S _p	0,736	59,6	0,19
Namyslin 1	Nam 1	3140,0–3143,0	LR	B _g	0,793	46,0	0,31
Różańsko 1	Roz 1	3200,4–3218,5	LR	P _b	0,758	54,1	0,46
Stanowice 2	Stn 2	3129,0–3140,0	b.d.	P _w	0,752	55,6	0,08
Zielin 3 Kbis	Zil 3Kbis	3214,3–3228,0	TR	B _w	0,847	34,8	0,47
Strefa B							
Chartów 6	Cha 6	2745,5–2763,0	LR	B _w	n.a.		n.a.
Górzycza 1	Gca 1	2740,5–2752,7	LR	B _w	0,803	43,8	0,26
Górzycza 3	Gca 3	2738,8–2751,0	LR	B _w	0,810	42,3	0,28
Górzycza 7	Gca 7	2738,6–2754,1	LR	B _w	0,832	37,7	0,25
Jeniniec 1	Jen 1	2921,0–2925,0	TR	B _w	0,816	41,0	0,79
Kosarzyn 1	Ksr 1	1753,5–1788,0	TR	P _p	0,844	35,4	1,00
Kosarzyn 8	Ksr 8	1810,7–1817,5	TR	P _p	0,863	31,7	1,31
Maszewo 1	Mas 1	1657,0–1666,0	TR	P _p	0,896	25,8	1,62
Retno 1	Ret 1	1700,0–1730,0	TR	P _p	0,871	30,2	1,67
Rybaki 6	Ryb 6	1668,0–1708,5	TR	P _p	0,858	32,7	1,17
Struga 1	Stg 1	2042,5–2058,5	TR	P _o	0,882	28,2	1,67
Sulęcín 1	Sul 1	2893,0–2896,5	TR	S _p	0,864	31,5	0,34
Sulęcín 8	Sul 8	2911,5–2926,0	TR	S _p	n.a.		n.a.

TR — typowa ropa, LR — lekka ropa, GK — gaz kondensatowy, b. d. — brak danych, n.a. — nie analizowano, P_b — przykrawędziowa bariera oolitowa, P_w — platforma węglanowa ogólnie, S_p — stok platformy węglanowej, B_g — równia basenowa, część głębsza, B_w — wypiętrzenie, P_p — wewnątrzplatformowa płycizna oolitowa, P_o — obniżenie platformowe; *typ akumulacji, **strefa paleogeograficzna

azotem przez 5 godz. w temperaturze 60°C. Pozostałe analizy wykonano na próbkach ropy standaryzowanej. Asfalteny wydzielono z ropy naftowej przez wytrącanie w heksanie; otrzymane malteny rozdzielono na frakcje węglowodorów nasyconych, węglowodorów aromatycznych i żywic na kolumnie chromatograficznej (20 x 0,6 cm, wypełnienie silikażel–tlenek glinu 1 : 2 obj.), stosując jako eluenty odpowiednio heksan, benzen i mieszaninę benzen–metanol (1 : 1 obj.). Dystrybucję n-alkanów i izoprenoidów oznaczono metodą kapilarnej chromatografii gazowej na chromatografie gazowym Hewlett Packard 5890 seria II wyposażonym w kolumnę HP-1 (25 m x 0,32

mm x 0,52 μm) oraz detektor płomieniowo-jonizacyjny (FID). Dystrybucję metyldibenzotiofenów oznaczono na tym samym przyrządzie wyposażonym w kolumnę RTX-5 (60 m x 0,32 mm x 0,25 μm) oraz detektor płomieniowo-fotometryczny (FPD). Analizę trwałych izotopów węgla w ropie naftowej i jej poszczególnych frakcjach wykonano metodą on-line na spektrometrze masowym Finnigan Delta sprzężonym z analizatorem elementarnym Carlo Erba EA1108 i podano w konotacji δ względem wzorca PDB. Błąd oznaczenia $\delta^{13}\text{C}$ wynosi $\pm 0,2\%$.

Wyniki i dyskusja

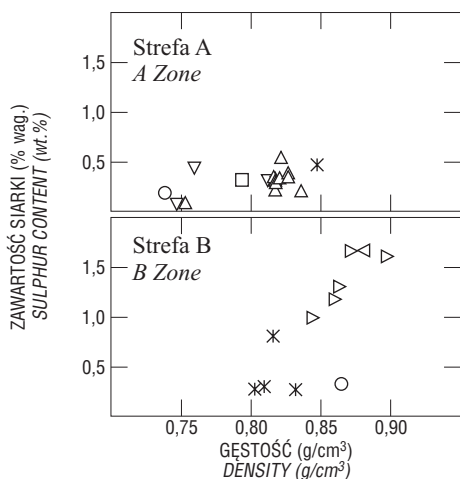
Gęstość badanych rop z obszaru A waha się od 0,736 g/cm^3 (59,6 °API) do 0,847 g/cm^3 (34,8 °API), a zawartość siarki od 0,08 do 0,54 % wag. (tab. 1), przy czym zaznacza się wzrost koncentracji tego pierwiastka w miarę zwiększania się gęstości (ryc. 2). W ropach tych dominuje frakcja węglowodorów nasyconych (od 85,6 do 99,2 % wag.) (tab. 2). Wartości stosunku zawartości węglowodorów nasyconych do węglowodorów aromatycznych wynoszą od 7,0 do 198,4 (tab. 2), przy czym obserwuje się spadek tego stosunku wraz ze wzrostem zawartości asfaltenów w ropie naftowej (ryc. 3).

Dystrybucja n-alkanów i izoprenoidów oraz wartości poszczególnych wskaźników geochemicznych (ryc. 4 i 5) obliczonych według wzorów podanych przez Kotarbę i in. (1994) wskazują na algowy typ wyjściowej substancji macierzystej (ropotwórczy kerogen typu II) znajdującej się w środkowej fazie niskotemperaturowego etapu procesu termogenicznego („okna ropnego”) oraz na brak wtórnych procesów biodegradacji.

Badania względnych koncentracji aromatycznych związków zawierających siarkę umożliwiają określenie stopnia dojrzałości termicznej materii organicznej (Hunt, 1996; Peters & Moldowan, 1993). Z czterech pochodnych metyldibenzotiofenu izomer 1-metyldibenzotiofen wykazuje najniższą stabilność termiczną przechodząc wraz ze wzrostem dojrzałości w stabilny 4-metyldibenzotiofen. Opierając się na przesunięciu dominacji od izomerów termicznie niestabilnych w kierunku bardziej stabilnych wraz ze wzrostem stopnia dojrzałości wprowadzono wskaźnik dojrzałości termicznej MDR (Radke, 1988). Stopień przeobrażenia w skali refleksyjności wityrnytu obliczony wg wzoru: $R_{\text{obl}} = 0,51 + 0,073 \text{MDR}$ (Radke, 1988) waha się od 0,69% (odw. Zielin 3Kbis) do 1,25% (odw. Lubiszyn 3Kbis) (tab. 3, ryc. 6, 7), co koresponduje ze wcześniejszymi badaniami Czechowskiego i in. (1997) oraz Kotarby i in. (1998b). W strefie tej jest on zróżnicowany pomimo zbliżonych głębokości akumulacji (ryc. 6) i rośnie z zachodu na wschód (ryc. 7), co może świadczyć o wielofazowości procesów generowania lub/i migracji.

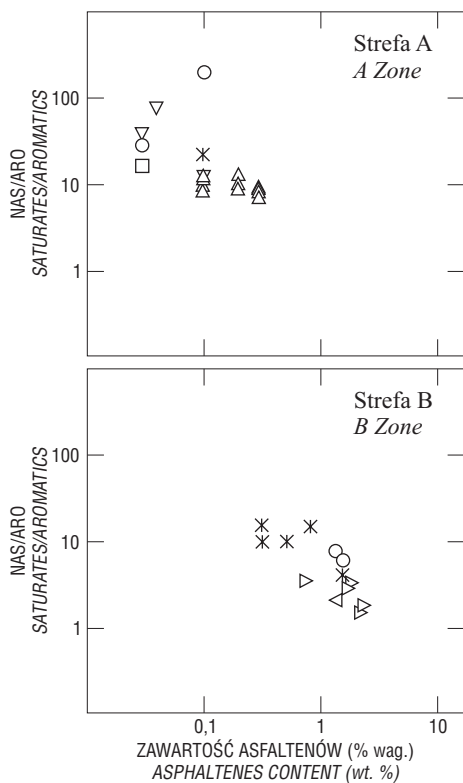
Wyniki analizy składu trwałych izotopów węgla w ropie naftowej i jej poszczególnych frakcjach podano w tab. 2 oraz na ryc. 8 i 9. Dane izotopowe potwierdzają, że badane ropy zostały wytworzone z algowej substancji macierzystej. Rozkład krzywych izotopowych (ryc. 9) wskazuje, że prawie wszystkie ropy naftowe ze złóż w strefie A posiadają identyczne cechy genetyczne, tylko przesunięcie krzywej izotopowej w przypadku ropy naftowej z odwiertu Różańsko 1, może świadczyć o obecności odmiennej „kuchni generowania”.

Gęstość badanych rop w strefie B waha się od 0,810 g/cm^3 (43,8 °API) do 0,896 g/cm^3 (25,8 °API), a zawartość siarki od 0,25 do 1,67 % wag. (tab. 1), przy czym zaznacza się wzrost koncentracji tego pierwiastka w miarę zwiększania się gęstości (ryc. 2). W ropach tych dominuje frakcja węglowodorów nasyconych (od 51,5 do 92,4 % wag.) (tab. 2). Wartości stosunku zawartości węglowodorów nasyco-



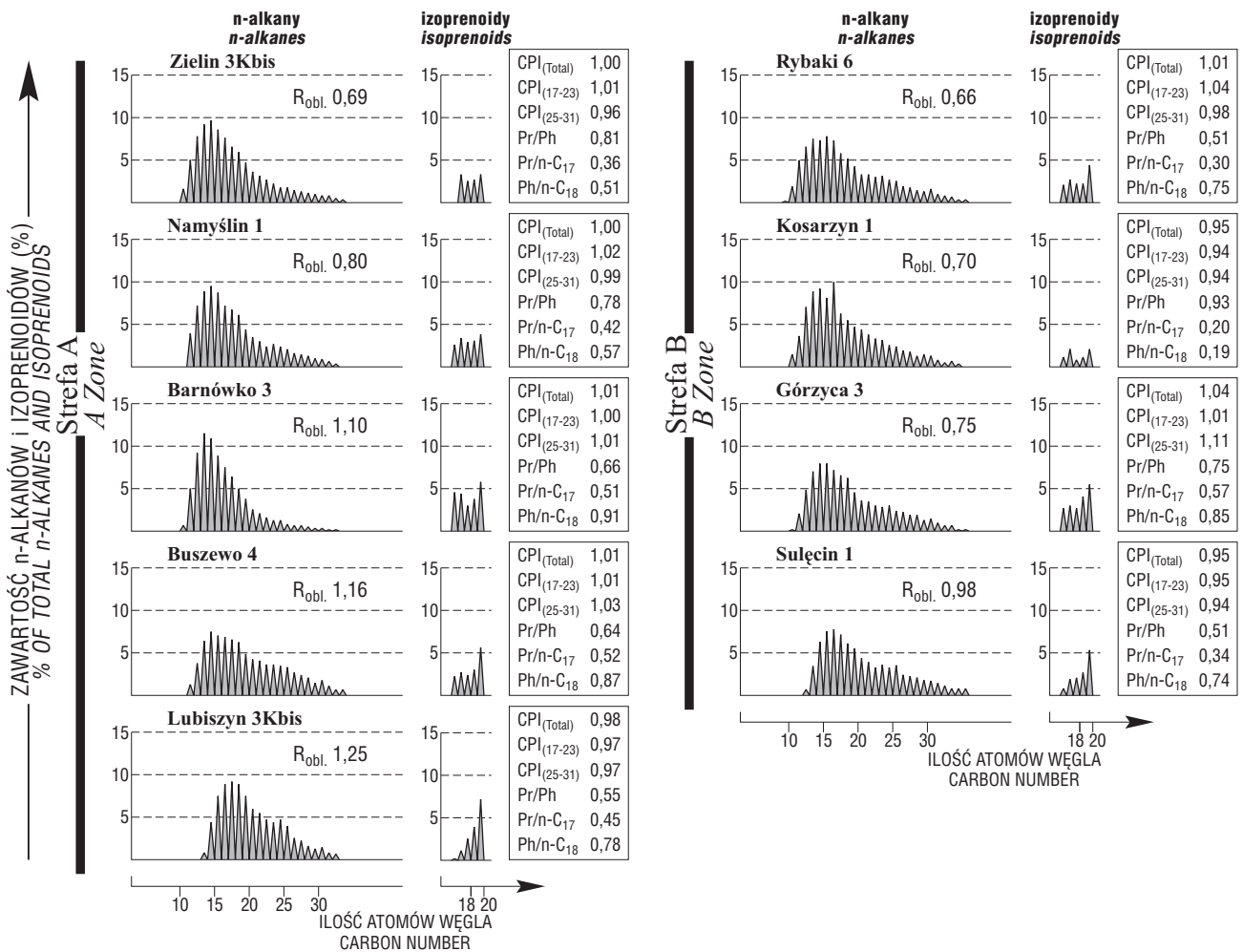
Ryc. 2. Korelacja zawartości siarki i gęstości ropy naftowej. Oznaczenia stref paleogeograficznych jak na ryc. 1

Fig. 2. Density versus sulfur content for oils. Symbols of paleogeographic zones as in Fig. 1

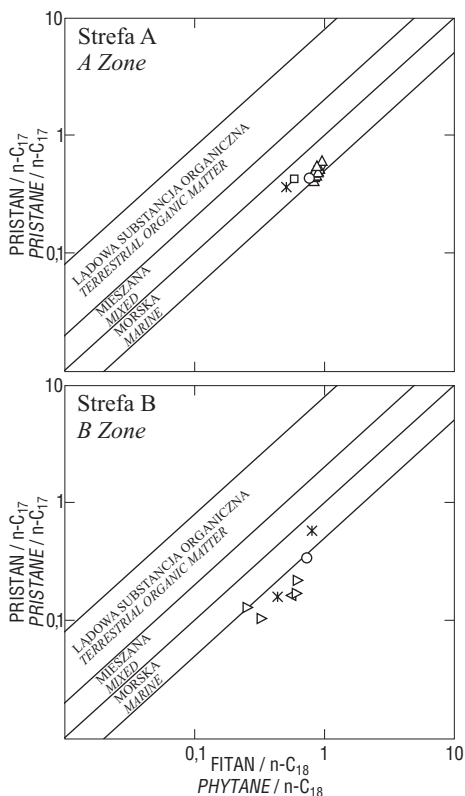


Ryc. 3. Korelacja zawartości asfaltenów i stosunku węglowodorów nasyconych do aromatycznych w ropie naftowej. Oznaczenia stref paleogeograficznych jak na ryc. 1

Fig. 3. Content of asphaltenes versus saturates/aromatics ratio for oils. Symbols of paleogeographic zones as in Fig. 1

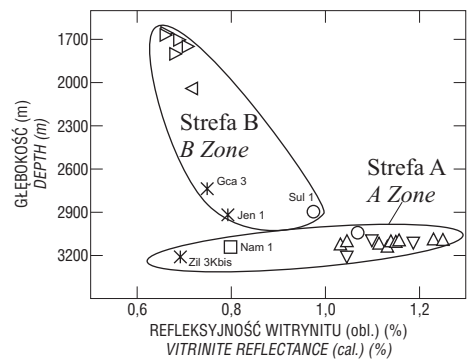


Ryc. 4. Dystrybucja n-alkanów i izoprenoidów w ropie naftowej
 Fig. 4. Distribution of n-alkanes and isoprenoids in oils



←

Ryc. 5. Charakterystyka genetyczna rop na podstawie korelacji wskaźnika pristan/n-C₁₇ i wskaźnika fitan/n-C₁₈. Klasyfikacja genetyczna wg Shanmugama (1985). Oznaczenia stref paleogeograficznych jak na ryc. 1
 Fig. 5. Genetic characterization of oils in terms of pristane/n-C₁₇ and phytane/n-C₁₈. Genetic classification after Shanmugam (1985). Symbols of paleogeographic zones as in Fig. 1



Ryc. 6. Rozkład głębokościowy stopnia przeobrażenia obliczonego w skali refleksyjności wityrynytu R_0 na podstawie dystrybucji metyldibenzotiofenów w ropie naftowej. Kody odwiertów jak w tab. 1, oznaczenia stref paleogeograficznych jak na ryc. 1
 Fig. 6. Depth distribution of maturity in scale of vitrinite reflectance R_0 based on distribution of methyl-dibenzothiophenes in oils. Well key as in Table 1, symbols of paleogeographic zones as in Fig. 1

Tab. 2. Wyniki analizy składu grupowego i izotopowego ropy naftowej

Kod odwiertu	Skład grupowy [% wag.]				nas/ aro	Trwale izotopy $\delta^{13}\text{C}$ [%]				
	nas	aro	żyw	asf		nas	aro	żyw	asf	ropa
Strefa A										
Bar 3	97,3	2,4	0,3	0,03	40,5	-27,0	-26,3	-25,8	-25,6	-26,9
Bar 4	91,7	7,2	1,0	0,1	12,7	-26,9	-25,4	-25,0	-26,3	-26,6
Bus 1	91,3	7,1	1,4	0,2	12,8	-26,6	-26,5	-25,3	-25,5	-26,5
Bus 12	89,4	7,9	2,6	0,1	11,3	-26,7	-26,6	-25,2	-25,1	-26,0
Bus 2K	85,6	12,3	1,8	0,3	7,0	-26,6	-26,4	-25,2	-25,4	-26,2
Bus 3	87,7	9,7	2,3	0,3	9,0	-26,8	-26,3	-25,3	-25,4	-25,7
Bus 4	86,8	10,3	2,8	0,1	8,4	-26,8	-26,4	-25,3	-25,6	-25,9
Bus 5	88,6	9,2	2,1	0,1	9,6	-26,8	-26,4	-25,4	-25,4	-26,3
Bus 6	88,8	8,6	2,4	0,2	10,3	-26,8	-26,5	-25,4	-26,3	-26,0
Bus 7	88,1	9,6	2,1	0,2	9,2	-26,8	-26,3	-25,3	-25,3	-25,8
Cyc 2	99,2	0,5	0,2	0,1	198,4	-26,0	-25,1	-25,6	-26,3	-25,8
Gwo 1	90,4	7,8	1,7	0,1	11,6	-26,9	-25,4	-25,5	-26,8	-26,6
Lub 1	88,6	9,4	1,7	0,3	9,4	-26,2	-25,1	-24,6	-25,8	-25,9
Lub3Kbis	86,6	10,4	2,7	0,3	8,3	-27,0	-26,6	-25,4	-25,8	-26,5
Mos 2	96,6	3,1	0,3	0,03	31,2	-26,3	-25,7	-25,0	-25,4	-26,7
Nam 1	93,5	5,6	0,9	0,03	16,7	-26,0	-25,7	-25,5	-26,1	-26,2
Roz 1	98,6	1,2	0,16	0,04	82,2	-23,8	-23,8	n.a.	n.a.	-23,7
Stn 2	98,9	0,9	0,2	0,0	109,9	-26,4	-25,1	-26,5	n.a.	-26,1
Zil 3K	94,8	4,3	0,8	0,1	22,0	-26,1	-25,2	-25,6	-26,2	-26,0
Strefa B										
Cha 6	89,2	9,3	1,2	0,3	9,6	-26,0	-25,0	-24,8	-26,4	-25,8
Gca 3	91,3	6,3	1,6	0,8	14,5	-26,4	-25,6	-25,3	-26,8	-26,0
Gca 7	92,4	6,3	1,0	0,3	14,7	-26,8	-25,6	-25,1	-25,8	-26,2
Jen 1	77,1	19,6	1,8	1,5	3,9	-25,6	-24,9	-24,2	-26,1	-25,5
Ksr 1	74,2	21,8	3,3	0,7	3,4	-24,3	-23,9	-24,1	-24,2	-24,2
Ksr 8	51,5	33,4	13,0	2,1	1,5	-25,7	-24,9	-24,7	-24,9	-25,2
Mas 1	70,7	22,9	4,7	1,7	3,1	-26,3	-26,0	-25,8	-25,9	-26,2
Ret 1	59,1	32,3	6,4	2,2	1,8	-27,3	-27,1	-27,2	-26,5	-26,8
Ryb 6	70,0	24,2	4,2	1,6	2,9	-25,9	-25,6	-25,2	-25,3	-25,9
Stg 1	60,0	28,8	9,8	1,4	2,1	-27,6	-27,6	-27,7	-27,5	-27,4
Sul 1	83,9	10,6	4,2	1,3	7,9	-26,9	-26,1	-26,0	-26,2	-25,8
Sul 8	79,8	13,7	5,0	1,5	5,8	-26,6	-25,8	-26,4	n.a.	-26,0

nas — węglowodory nasycone, aro — węglowodory aromatyczne, żyw — żywice, asf — asfalteny, n. a. — nie analizowano; kody odwiertów jak w tab. 1

ných do węglowodorów aromatycznych wynoszą od 1,5 do 14,7 (tab. 2); zaznacza się spadek tego stosunku wraz ze wzrostem zawartości asfaltenów w ropie naftowej (ryc. 3). Dystrybucja n-alkanów i izoprenoidów oraz wartości poszczególnych wskaźników geochemicznych (ryc. 4, 5) obliczonych według wzorów podanych w pracy Kotarby i in. (1994) wskazują na algowy typ wyjściowej substancji macierzystej (ropotwórczy kerogen typu II) znajdującej się w początkowej i środkowej fazie niskotemperaturowego etapu procesu termogenicznego („okna ropnego”) oraz na brak wtórnych procesów biodegradacji.

Stopień przeobrażenia w skali refleksyjności wityrnytu obliczony na podstawie wyników analizy biomarkerów grupy metylobenzotiofenu (Radke, 1988) waha się od 0,66% (odw. Maszewo 1) do 0,98% (odw. Sulęcín 1) (tab. 3, ryc. 6, 7). W strefie tej jest on zróżnicowany w zależno-

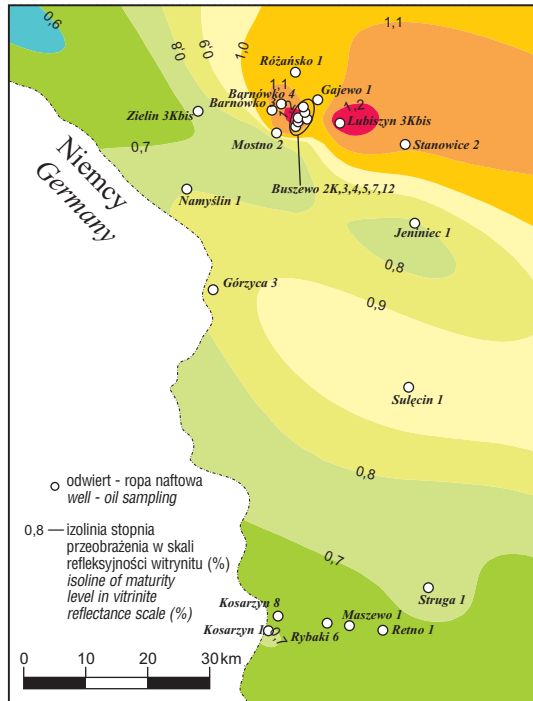
ści od głębokości akumulacji (ryc. 6), co może świadczyć o rozrzuconej przestrzeni „kuchni generowania” w której z tej samej substancji organicznej wytwarzały się węglowodory w zależności od głębokości pograżenia, a tym samym o bliskim położeniu skał macierzystych od miejsc akumulacji oraz niewielkim zasięgu migracji.

Wyniki analizy składu trwałych izotopów węgla w ropie naftowej i jej poszczególnych frakcjach podano w tab. 2 oraz na ryc. 8 i 9. Dane izotopowe potwierdzają, że badaneropy zostały wytworzone z algowej substancji macierzystej. Ropy naftowe ze złóż z strefie B dzielą się na trzy rodziny genetyczne. Pierwszą stanowi ropa naftowa z odwiertów Retno 1 i Struga 1, drugą ropa naftowa z odwiertu Kosarzyn 1, trzecią zaś pozostałe rOPY. Przesunięcie krzywej izotopowej w przypadku rOPY naftowej z odwiertu Kosarzyn 1, Retno 1 i Struga 1 może świadczyć o

obecności innej „kuchni generowania” niż pozostałej ropy naftowej lub odmiennych warunkach depozycji macierzystej materii organicznej.

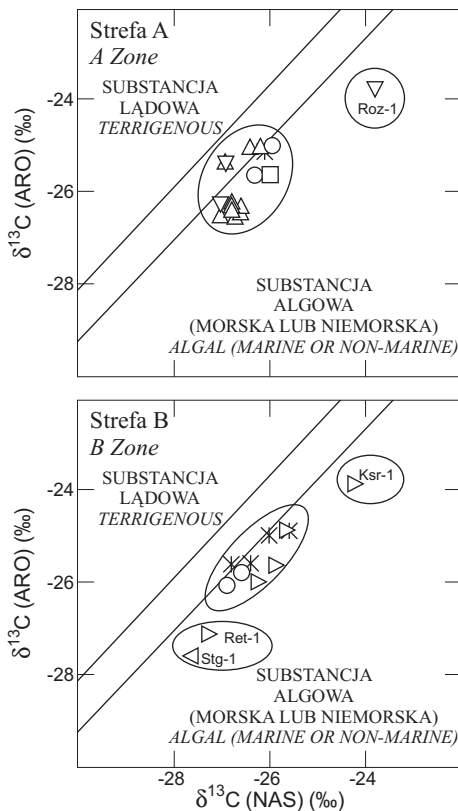
Podsumowanie

Przedstawione wyniki potwierdziły dużą użyteczność analizy biomarkerów i metody izotopowej w ocenie typu



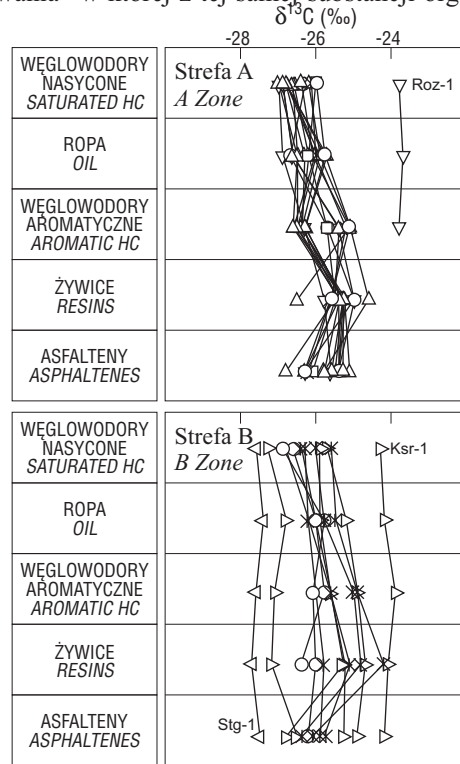
Ryc. 7. Mapa rozkładu stopnia przeobrażenia obliczonego w skali refleksyjności wityrnytu R_0 (%) na podstawie dystrybucji metylobenzotiofenów w ropie naftowej

Fig. 7. Map of range of maturity in scale of vitrinite reflectance R_0 (%) based on distribution of methylodibenzothiophenes in oils



genetycznego oraz stopnia dojrzałości macierzystej substancji organicznej. Stwierdzono, że substancję macierzystą badanych rop akumulowanych w utworach dolomitu głównego tworzy algowy ropotwórczy kerogen typu II, który znajduje się głównie w środkowej i końcowej fazie niskotemperaturowych procesów termokatalitycznych („okno ropne”).

Gęstość badanych rop waha się od 0,736 g/cm³ (59,6 °API) do 0,896 g/cm³ (25,8 °API), a zawartość siarki od 0,08 do 1,67% wag., przy czym zaznacza się wzrost koncentracji tego pierwiastka w miarę zwiększania się gęstości (ryc. 2). W ropach tych dominuje frakcja węglowodorów nasyconych (od 51,5 do 99,2% wag.). W północnej strefie A, stopień przeobrażenia w skali refleksyjności wityrnytu waha się od 0,69% (odw. Zielin 3Kbis) do 1,25% (odw. Lubiszyn 3Kbis). W strefie tej jest on zróżnicowany pomimo zbliżonych głębokości akumulacji (ryc. 6) i rośnie z zachodu na wschód (ryc. 7), co może świadczyć o wielofazowości procesów generowania i/lub migracji. Natomiast w strefie południowej B stopień przeobrażenia w skali refleksyjności wityrnytu waha się od 0,66% (odw. Maszewo 1) do 0,98% (odw. Sulęcín 1). W strefie tej jest on zróżnicowany w zależności od głębokości akumulacji (ryc. 6), co może świadczyć o rozrzuconej przestrzennej „kuchni generowania” w której z tej samej substancji organicznej



Ryc. 9. Skład trwałych izotopów węgla w ropie naftowej i jej poszczególnych frakcjach. Kody odwiertów jak w tab. 1, oznaczenia stref paleogeograficznych jak na ryc. 1

Fig. 9. Stable carbon isotope composition of oils and their individual fractions. Well key as in Table 1, symbols of paleogeographic zones as in Fig. 1

← **Ryc. 8.** Charakterystyka genetyczna ropy naftowej na podstawie korelacji składu trwałych izotopów węgla w węglowodarach aromatycznych i węglowodarach nasyconych. Klasyfikacja genetyczna wg Sofera (1984). Kody odwiertów jak w tab. 1, oznaczenia stref paleogeograficznych jak na ryc. 1

Fig. 8. Genetic characterization of oils in terms of $\delta^{13}C$ (saturated hydrocarbons) and $\delta^{13}C$ (aromatic hydrocarbons) according to the categories of Sofer (1984). Well key as in Table 1, symbols of paleogeographic zones as in Fig. 1

Tab. 3. Wyniki analiz biomarkerów grupy metylodibenzotiofenu w ropie naftowej

Kod odwiertu	DBT	4-MDBT	2+3-MDBT	1-MDBT	MDR	R _{obi} w %
	w % (suma=100)					
Strefa A						
Bar 3	18,09	43,84	32,54	5,43	8,08	1,10
Bar 4	21,20	48,16	25,43	5,21	9,25	1,19
Bus 2K	16,10	48,34	29,88	5,67	8,52	1,13
Bus 3	10,71	51,62	32,43	5,23	9,87	1,23
Bus 4	22,89	45,48	26,49	5,13	8,86	1,16
Bus 5	23,03	45,48	26,33	5,16	8,82	1,15
Bus 7	21,34	45,09	27,44	6,13	7,35	1,05
Bus 12	13,51	51,67	28,83	5,99	8,63	1,14
Gwo 1	18,45	45,73	29,41	6,42	7,13	1,03
Lub 3Kbis	5,29	54,65	34,68	5,38	10,15	1,25
Mos 2	7,45	50,43	35,54	6,58	7,67	1,07
Roz 1	16,68	47,19	29,69	6,44	7,33	1,04
Nam 1	13,26	40,77	35,66	10,31	3,95	0,80
Stn 2	14,79	49,40	29,87	5,95	8,31	1,12
Zil 3Kbis	39,98	26,66	22,63	10,73	2,49	0,69
Strefa B						
Gca 3	28,75	35,83	24,41	11,01	3,26	0,75
Jen 1	17,76	41,07	30,51	10,67	3,85	0,79
Ksr 1	31,93	33,63	21,75	12,69	2,65	0,70
Ksr 8	32,02	31,59	22,43	13,96	2,26	0,68
Mas 1	53,13	19,24	18,16	9,47	2,03	0,66
Ret 1	54,98	19,04	17,98	7,99	2,38	0,68
Ryb 6	45,94	22,62	20,40	11,05	2,05	0,66
Stg 1	63,59	15,39	15,64	5,38	2,86	0,72
Sul 1	11,65	53,38	26,60	8,37	6,38	0,98

DBT — dibenzotiofen, 4-MDBT — 4-metylodibenzotiofen, 1-MDBT — 1-metylodibenzotiofen, 2+3-MDBT — 2-metylodibenzotiofen + 3-metylodibenzotiofen, MDR = 4-MDBT/1-MDBT (Radke, 1988), obliczona wartość refleksyjności [$R_{obi} = 0,51 + 0,073 \text{ MDR}$ (Radke, 1988)]; kody odwiertów jak w tab. 1

wytwarzały się węglowodory w zależności od pograżenia, a tym samym o bliskim położeniu skał macierzystych od miejsc akumulacji oraz niewielkim zasięgu migracji.

Ropy naftowe ze złóż w strefie A mają identyczne cechy genetyczne, tylko w przypadku ropy naftowej z odwiertu Różańsko 1 może istnieć odmienna „kuchnia generowania”. Ropy naftowe ze złóż z strefie B dzielą się na trzy rodziny genetyczne. Pierwszą stanowi ropa naftowa z odwiertów Retno 1 i Struga 1, drugą ropa naftowa z odwiertu Kosarzyn 1, trzecią zaś pozostałe ropy. To zróżnicowanie izotopowe, a tym samym genetyczne, może być spowodowane odmiennymi warunkami przeobrażenia kerogenu II typu, lub obecnością kerogenu mieszanego II/III z różnym udziałem składowej typu III, albo też obydwoma tymi przyczynami łącznie.

Korelacja wskaźników geochemicznych ropy naftowej i gazu ziemnego (Kotarba i in., 2000) wskazuje, że obydwa te media są współgenetyczne, tzn., że powstały w wyniku przeobrażenia tej samej macierzystej substancji organicznej, która znajduje się w utworach węglanowych dolomitu

głównego. Utwory dolomitu głównego spełniają rolę zarówno skały macierzystej, jak i zbiornikowej.

Prace badawcze wykonano w ramach projektu *Potencjał i bilans węglowodorowy utworów dolomitu głównego basenu permjskiego Polski* na zlecenie PGNG S.A. OBG Geonafra w Warszawie.

Literatura

- CZECHOWSKI F. & PIELA J. 1997 — Skład molekularny substancji organicznej zawartej w dolomicie głównym oraz skałach wylewnych z otworu Namyślin-1. *Nafta-Gaz*, 53: 299–308.
- CZECHOWSKI F., PIELA J., GRELOWSKI C., HOJNIAK M., WOJTKOWIAK Z. & PIKULSKI L. 1998 — Geochemiczne przesłanki ciągłości złoża gazu i ropy naftowej w rejonie Barnówko–Lubiszyn wynikające ze składu węglowodorów ciekłych w dolomicie głównym. *Prz. Geol.*, 46: 171–177.
- DĄBROWSKA-ŻURAWIK E., KOTARBA M.J., PIELA J. & ŻOŁNIERCZUK T. 1993 — O wynikach badań izotopowych węglowodorów na obszarze przedsudeckim. *Prz. Geol.*, 41: 721–724.
- GŁOGOCZOWSKI J.J. & JĘDRYCHOWSKA M. 1974 — Związki genetyczne między ropą naftową a rozproszoną substancją organiczną w dolomicie głównym. Wyniki 69 Sesji Nauk. Inst. Geol. Badania geochemiczne bituminów. *Problem węzłowy 01.1.1*, Inst. Geol.: 77–87.
- HUNT J. M. 1996 — *Petroleum geochemistry and geology*. W.H. Freeman and Company, New York.
- KARNKOWSKI P. 1993 — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom I, Niż Polski. Wyd. TG Geos, Kraków.
- KOTARBA M.J., KOWALSKI A. & WIĘCŁAW D. 1994 — Nowa metoda obliczeń wskaźnika CPI i wykorzystanie badań dystrybucji n-alkanów i izoprenoidów w prospekcji naftowej. *Mat. Symp. Badania geochemiczne i petrofizyczne w poszukiwaniach ropy naftowej i gazu ziemnego*. Balice k. Krakowa, 27–28.06.1994. Wyd. IGNiG Kraków: 82–91.
- KOTARBA M.J., KOSAKOWSKI P., KOWALSKI A. & WIĘCŁAW D. 1998a — Wstępna charakterystyka geochemiczna substancji organicznej i potencjału węglowodorowego w utworach dolomitu głównego Niżu Polskiego. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 227–234.
- KOTARBA M., MERTA H. & WILCZEK T. 1998b — Origin of hydrocarbons and the generation potential of Main Dolomite from Barnówko–Mostno–Buszewo area. *Mat. Konf. Modern Exploration and Improved Oil and Gas Recovery Methods*. Kraków 1–4 September: 112–115.
- KOTARBA M.J., WIĘCŁAW D. & KOWALSKI A. 1998c — Geneza gazu ziemnego i ropy naftowej z wybranych obszarów basenu dewońskiego i cechsztyńskiego Niżu Polskiego w świetle badań geochemicznych. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 261–272.
- KOTARBA M.J., WIĘCŁAW W. & STECKO Z. 2000 — Skład, geneza i środowisko generowania gazu ziemnego w utworach dolomitu głównego zachodniej części obszaru przedsudeckiego. *Prz. Geol.*, 48: 224–236.
- MARZEC A., KOZIKOWSKI H., GŁOGOCZOWSKI J.J. & KISIELEW W. 1971 — Problems of migration of Polish crude oils on the basis of geochemical correlation data and carbon isotope composition. *Chem. Geol.*, 8: 197–217.
- McCAIN W. D. Jr 1990 — *The Properties of Petroleum Fluids*. Petroleum Publishing Company, Tulsa, 2nd ed.
- OBUCHOWICZ Z. 1962 — Odkrycie złóż ropy naftowej na monoklinie przedsudeckiej i dalsze perspektywy poszukiwawcze. *Prz. Geol.*, 10: 1–4.
- PETERS K.E. & MOLDOVAN J.M. 1993 — *The Biomarker Guide*. Prentice-Hall Inc., A Simon & Schuster Co., Englewood Cliffs, New Jersey.
- RADKE M. 1988 — Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Petrol. Geol.*, 5: 224–236.
- SHANMUGAM G. 1985 — Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia. *AAPG Bull.*, 69: 1241–1254.
- SOFER Z. 1984 — Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG Bull.*, 68: 31–49.
- WAGNER R., DYJACZYŃSKI K., PAPIERNIK B., PERYT T. M. & PROTAS A. 2000 — Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego. [In:] Kotarba M. (red.), *Potencjał i bilans węglowodorowy utworów dolomitu głównego basenu permjskiego Polski*. Arch. BG Geonafra, Warszawa.
- WEIL W., KARNKOWSKI P. & GÓRECKI W. 1997 — Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce. *Mat. Sym. Rozwój polskiej myśli w poszukiwaniach naftowych*, Kraków, 25–26 września 1997. Wyd. ZSE AGH Kraków: 31–48.