

Potencjał węglowodorowy karbońskich skał macierzystych w przybałtyckiej części segmentu pomorskiego bruzdy śródpolskiej

Maciej J. Kotarba¹, Paweł Kosakowski¹, Dariusz Więclaw¹, Cezary Grelowski², Adam Kowalski¹, Stanisław Lech³, Halina Merta⁴

Hydrocarbon potential of Carboniferous source rocks on the Baltic part of Pomeranian Segment of the Middle Polish Trough.
Prz. Geol., 52: 1156–1165.

Summary. Twenty Carboniferous profiles from the Baltic part of Pomeranian Segment of the Middle Polish Trough were characterized for source rock properties according the results of geochemical analyses. The best source rocks occur within Tournaisian mudstones and claystones, where TOC values reach up to 10.7 wt. % (mean 0.93 wt. %). The terrestrial kerogen type III is located at the immature/early mature contact. The analysed Westphalian and Visean strata reveal lower petroleum potential. The analysis of hydrocarbons generation from Tournaisian source rocks indicated that the generation of hydrocarbons begun between Middle Triassic and Late Jurassic, locally a perhaps in the Late Carboniferous. The generation potential was calculated from the hydrocarbon potential (1.2 to 2.2 kg HC/m³ source rock) and thickness of the source rocks, and ranges change from 20 to 365 kg HC/m².

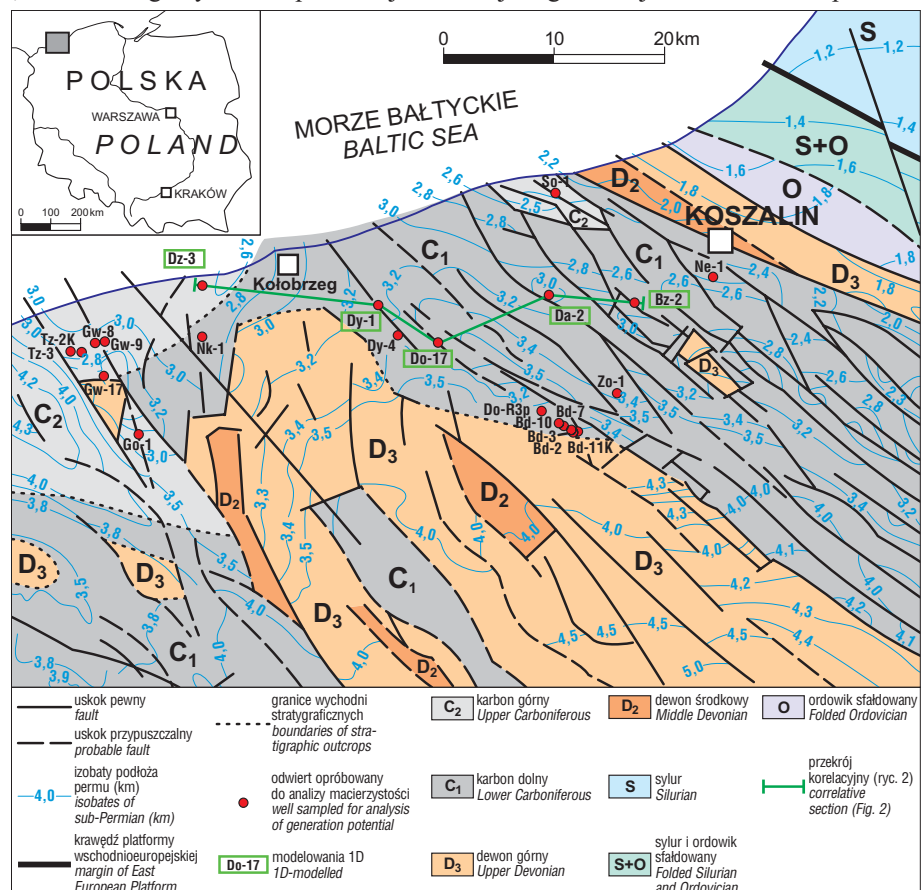
Key words: Western Pomerania, Carboniferous, petroleum geochemistry, source rock, hydrocarbon potential, modelling of generation process

Zainteresowanie poszukiwaniami ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach permskich i karbońskich Pomorza Zachodniego, w latach sześćdziesiątych ubiegłego stulecia, doprowadziło do udokumentowania w wielu odwiertach piaskowcowo-mułowcowych, ilasto-marglistych i węglanowych utworów karbonu dolnego i górnego. Dokonane w 1965 r. pierwsze odkrycie złoża gazu ziemnego w karbonie dolnym rejonu Wierzchowa w zasadniczy sposób przyczyniło się do rozwoju na szerszą skalę poszukiwań naftowych na całym Pomorzu Zachodnim. Począwszy od lat siedemdziesiątych w omawianej części Pomorza Zachodniego odkryto złoża gazu

ziemnego „Trzebusz”, „Gorzysław N”, „Gorzysław S”, „Daszewo” i „Białogard”. Skały zbiornikowe tych złóż znajdują się w utworach czerwonego spągowca i karbonu (Karnkowski, 1993). Wstępne badania geochemiczne rozproszonej substancji organicznej utworów młodopaleozo-

Ryc. 1. Mapa strukturalna powierzchni podpermskiej przybałtyckiej części segmentu pomorskiego bruzdy śródpolskiej wg Lecha (2001) z lokalizacją odwiertów, z których pobrano próbki potencjalnych skał macierzystych

Fig. 1. Structural sketch-map of below Permian surface on the Baltic part of Pomeranian Segment of the Middle Polish Trough after Lech (2001) showing location of the potential source rock sampling wells

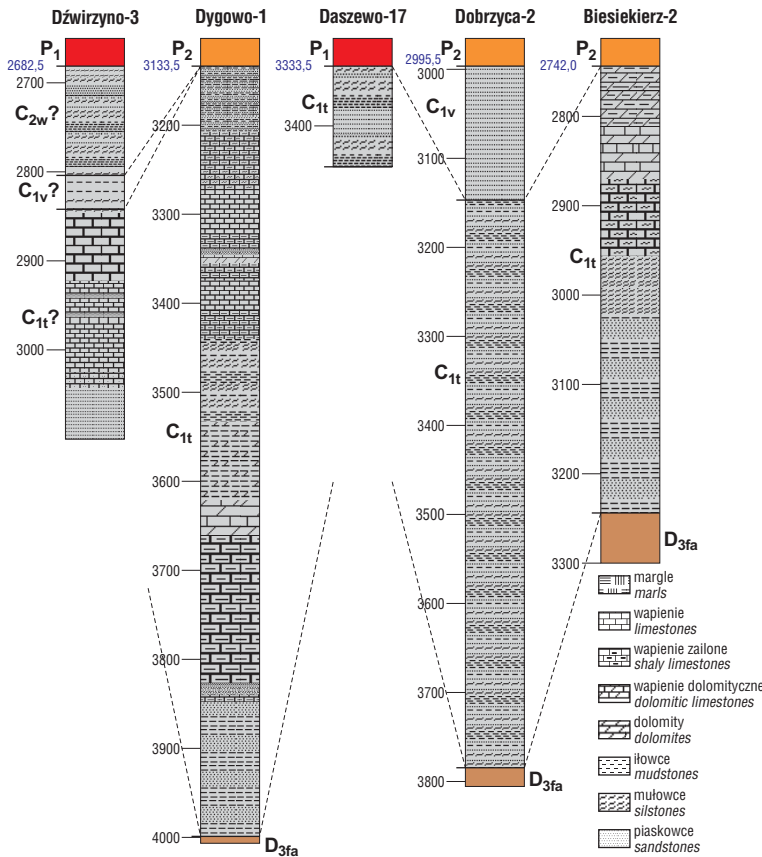


¹Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; kotarba@uci.agh.edu.pl

²Przedsiębiorstwo Usług Laboratoryjnych i Geologicznych „PETROGEO” Sp. z o.o., Laboratorium w Pile, Pl. Staszica 9, 64-920 Piła

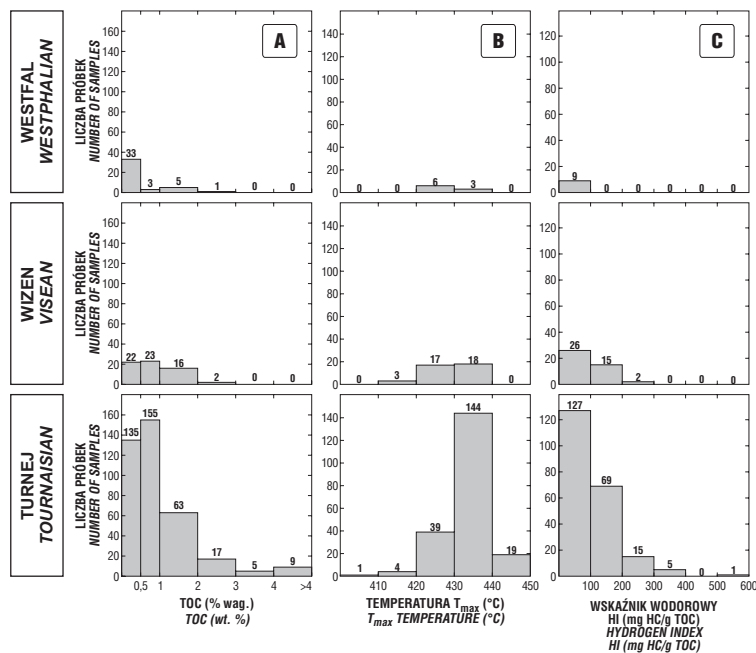
³Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S. A. w Warszawie, Departament Poszukiwań, Ośrodek Północ w Pile, Pl. Staszica 9, 64-920 Piła

⁴Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S. A., Departament Poszukiwań, ul. Krucza 6/14, 03-301 Warszawa



Ryc. 2. Korelacja utworów karbonu w profilach odwiertów wykorzystanych w analizie procesu generowania węglowodorów, P₂ — cechsztyń, P₁ — perm dolny, C_{2w} — karbon górny (westfal), C_{1v} — karbon dolny (wizen), C_{1t} — karbon dolny (turnej), D_{3fa} — dewon górny (famen)

Fig. 2. Correlation of Carboniferous strata of wells used in hydrocarbon generation analysis, P₂ — Zechstein, P₁ — Lower Permian, C_{2w} — Upper Carboniferous (Westphalian), C_{1v} — Lower Carboniferous (Visean), C_{1t} — Lower Carboniferous (Tournaisian), D_{3fa} — Upper Devonian (Famennian)



Ryc. 3. Histogram (A) zawartości węgla organicznego TOC, (B) temperatury T_{max} i (C) wskaźnika wodorowego HI w utworach westfalu, wizenu i turnieju
Fig. 3. Histograms of (A) total organic carbon, (B) T_{max} temperature and (C) hydrogen index in Westphalian, Visean and Tournaisian strata

icznych przeprowadzone m.in. przez Grotek i in. (1998), Kotarbę i in. (1998) i Matyasik (1998) wykazały, że najprawdopodobniej główne poziomy skał macierzystych występują w obrębie utworów karbonu. Na tym obszarze w profilu karbonu występują utwory węglanowo-terygeniczne o dotychczas niezdefiniowanych geochemicznie poziomach macierzystych oraz nieokreślonych cechach ich potencjału węglowodorowego.

W powyższej pracy podjęto problem ilościowej i jakościowej (typ genetyczny kerogenu i stopień jego przeobrażenia) kwalifikacji macierzystości skał profilu karbonu dolnego i górnego na podstawie wyników badań organo-geochemicznych próbek potencjalnych skał macierzystych z profili 20 odwiertów (ryc. 1) oraz oceny ich potencjału węglowodorowego w zależności od głębokości pograżenia, temperatury i czasu jako parametrów koniecznych dla wytworzenia faz węglowodorowych bazując na modelowaniach programem BasinMod 1-D.

Zarys budowy geologicznej

Obszar badań jest fragmentem paleozoicznej pokrywy osadowej znajdującym się pomiędzy głównymi strefami uskokowymi Trzebiatowa na zachodzie i Koszalina na wschodzie (ryc. 1). Stanowi on północną, przybałtycką część segmentu pomorskiego bruzdy śródpolskiej (blok Kołobrzegu i E część bloku Gryfic). Tektonika tego obszaru, podobnie jak na całej platformie paleozoicznej, jest skomplikowana, a poszczególne kompleksy strukturalne są od siebie oddzielone niezgodnościami kątowymi.

Obiektem badań są utwory karbonu wchodzące w skład dobrze rozpoznanego dewońsko-karbońskiego kompleksu strukturalnego, zalegającego niezgodnie na sfałdowanym w wyniku orogenezy kaledońskiej starszym paleozoiku (Dadlez, 1993). Kompleks ten składa się z osadów silikoklastycznych i węglanowych, które tworzą waryscyjską pokrywę platformową (epikaledońską) o zaawansowanej tektonice blokowej (Pożaryski & Karmkowski, 1992). Struktura waryscyjska na obszarze strefy Koszalin–Chojnice według Pożaryskiego (1987) charakteryzuje się równoległym układem uskoków antytektycznych o przeważającym kierunku NW–SE, najczęściej równoległych do krawędzi platformy prekambryjskiej. W pobliżu tej krawędzi pokrywowo kompleks jest bardziej zdyslokowany i zróżnicowany miąższościowo. Dalej na zachód, a szczególnie w obrębie zaznaczonej na południe od Kołobrzegu wschodni dewońskiej (ryc. 1), zdyslokowanie jest wyraźnie mniejsze, pomimo że występują tutaj dodatkowe uskoki o orientacji zbliżonej do południkowej (Lech, 2001).

Miąższość pierwotną osadów dewonu na omawianym obszarze szacuje się na ok. 1600–2400 m (Narkiewicz i in., 1998). Udokumentowano tutaj pełny profil dewonu środkowego i górnego. Eifel i żywet tworzą terygeniczne utwory morskie: piaskowce, mułowce i iłowce margliste z soczewkami

wapieni. Natomiast dewon górny (fran i famen) jest złożony z wapienistych iłowców, margli i wapieni gruzłowych.

Na górnodońskich węglanach zalegają, z luką stratygraficzną, utwory dolnokarbońskie turneju i wizenu. W turneju występują piaskowce szarogłazowo-arkozowe, łupki ilaste i margliste oraz w stropie węglany detrytyczno-ooiowe (ryc. 2). Utwory wizenu to kwarcowe piaskowce przewarstwione mułowcami i iłowcami z podrzędnymi ławicami węglanowymi. Litologia osadów wizenu wskazuje, że powstały one w strefie litoralno-deltowej. Największą ich miąższość 664 m udokumentowano w profilu odwiertu Koszalin IG-1 (Lech, 1985).

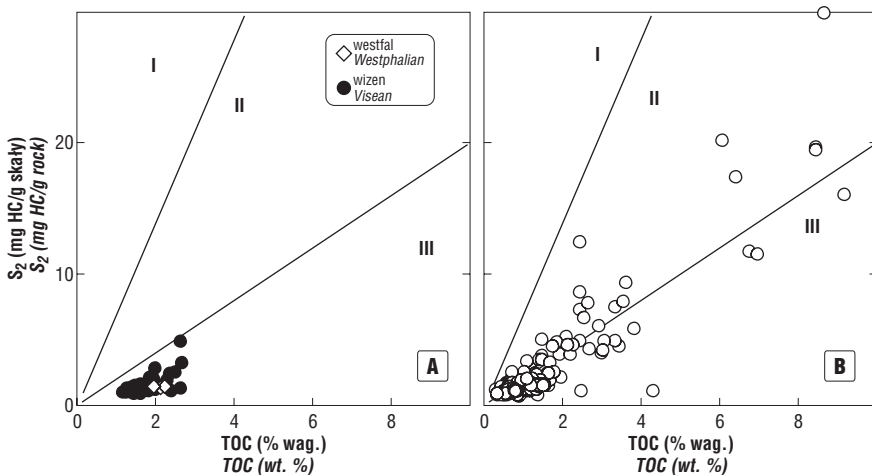
Sedymentacja osadów dolnego karbonu odbywała się w morzu szelfowym o mobilnym dnie przy ciągłej subsydencji (Lech, 1986b). Głębokość morza, ruchliwość wód i ich przewietrzanie były zmienne zarówno w przestrzeni zbiornika sedymentacyjnego, jak i w czasie. Okresowo, w lokalnych obniżeniach dna otwartego szelfu i w przybrze-

żnych lagunach dochodziło do powstawania warunków redukcyjnych. W wyniku ruchów tektonicznych, głównie fazy asturyjskiej (Dadlez, 1978) miąższości pierwotne karbonu dolnego zostały silnie zredukowane i współcześnie wynoszą one zwykle 400–500 m. Maksymalna współczesna miąższość osadów karbonu dolnego jest szacowana na ok. 1000 m.

Osady karbonu górnego na omawianym obszarze zostały stwierdzone w okolicy Sarbinowa oraz na zachód od Kołobrzegu (ryc. 1). Wiekowo należą one do piętra westfalskiego i zalegają niezgodnie na różnych ogniwach osadowych dolnego karbonu i dewonu. Ich miąższość jest uzależniona od epigenetycznej erozji (Dadlez, 1978) i w granicach omawianego obszaru waha się od 51 m (profil Grzybowo-1) do 301 m (profil Trzebusz-3). Największą miąższość karbonu górnego — 605 m stwierdzono poza omawianym obszarem w odwiercie Strzeżewo-1. Utwory górnokarbońskie składają się z lądowych osadów, na przemian przewarstwianych się piaskowców, mułowców i iłowców. Miejscami stwierdzono także cienkie wkładki tufów i tufitów, często zbentonizowanych. Karbon górny reprezentują tutaj dwie asocjacje litologiczne, niższa węglonośna i wyższa skał czerwonych, utworzone w warunkach limnofluwialnych (Lech, 1986a), które po fazach organicznych sudeckiej lub kruszcogórskiej osadzały się w westfalu w obniżeniach śródgórskich. Na uwagę zasługuje stwierdzona w profilu odwiertu Sarbinowo-1 asocjacja węglonośna o miąższości 56 m, która zawiera czarne iłowce węgliste z licznymi szczątkami zwęglonej flory oraz niewielkimi wkładkami węgla kamiennego o miąższości do 10 cm (Lech, 1985).

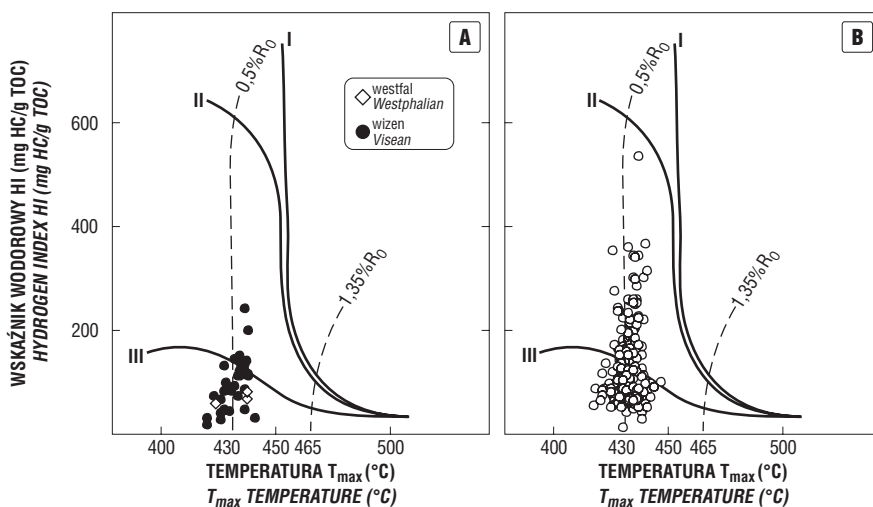
Ponad opisanym piętrzem strukturalnym dewońsko-karbońskim w okolicy Sarbinowa oraz ogólnie na zachód od strefy uskokowej Dygowo–Białogard występuje strukturalne piętro dolnopermskie złożone ze skał wylewnych będących finalnym produktem waryscyjskiej epoki górotwórczej oraz z osadów górnego czerwonego spagowca (ryc. 2). Utwory te leżą niezgodnie na różnowiekowych osadach dewonu i karbonu. Ich sumaryczna miąższość w poszczególnych profilach jest bardzo zróżnicowana i waha się od kilku do 339 m (Daszewo-12).

Na utworach dolnopermskich lub karbonu i dewonu niezgodnie zalega cechsztyńsko-mezozoiczny kompleks strukturalny o miąższości od ok. 1800 m w okolicy Sarbinowa do ponad 3000 m w części południowo-zachodniej omawianego obszaru (Dadlez, 1974). Obraz tektoniczny piętra cechsztyńsko-mezozoicznego na omawianym obszarze charakteryzuje się obecnością takich jednostek, jak blok Kołobrzegu (Dadlez, 1980)



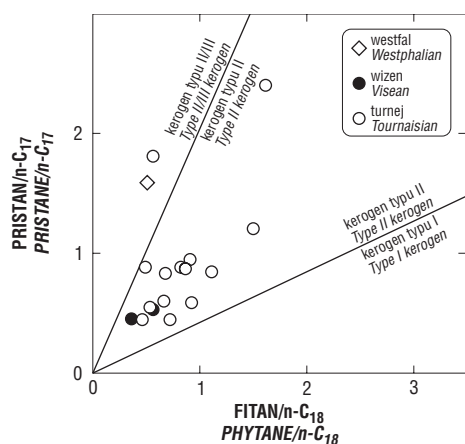
Ryc. 4. Określenie typu kerogenu w utworach (A) westfalu i wizenu oraz (B) turneju na podstawie zależności zawartości węglowodorów S_2 i całkowitej zawartości węgla organicznego TOC. Przebieg granic wg Langford i Blanc-Valleron (1990)

Fig. 4. Type of kerogen in (A) Westphalian and Visean and (B) Tournaisian strata in terms of S_2 and TOC values. Genetic fields after Langford & Blanc-Valleron (1990)



Ryc. 5. Korelacja pomiędzy wskaźnikiem wodorowym HI a temperaturą T_{max} w utworach (A) westfalu i wizenu oraz (B) turneju. Krzywe przeobrażenia poszczególnych typów kerogenu i zakresy dojrzałości termicznej wg Espitaliégo i in. (1985)

Fig. 5. Hydrogen index vs. T_{max} temperature for (A) Westphalian and Visean and (B) Tournaisian strata. Maturation paths for kerogens after Espitalié et al. (1985)



Ryc. 6. Charakterystyka genetyczna bituminów utworów karbonu w oparciu o korelację wskaźników pristan/n-C₁₇ i fitan/n-C₁₈. Klasyfikacja wg Obermajera i in. (1999)

Fig. 6. Genetic characterization of bitumens from Carboniferous strata in terms of pristane/n-C₁₇ and phytane/n-C₁₈ according to the categories of Obermajer et al. (1999)

i granicząca z nim od północnego wschodu niecka pomorska.

Profil strukturalny, tak jak na całym Niżu Polskim, wieńczy piętro kenozoiczne o miąższości do ok. 200 m.

Metodyka analitycznych badań geochemicznych

Analizę pirolityczną potencjalnych skał macierzystych wykonano za pomocą aparatu Rock-Eval II. Opis metodyki tej analizy podano między innymi w pracach Kotarby i Szafrana (1985) oraz Wilczka i Merty (1992). Oznaczenie zawartości węgla organicznego części próbek wykonano na aparacie firmy LECO, wcześniej usuwając z nich węglany. Ekstrakcję bituminów ze skały prowadzono w aparacie Soxhleta używając jako czynnik ekstrahujący mieszaninę CH₂Cl₂-CH₃OH (93 : 7 obj.). Asfaltyny wydzielono z bituminów przez wytrącanie w heksanie; otrzymane malteny rozdzielono na frakcje węglowodorów nasyconych, węglowodorów aromatycznych i żywicy 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 we frakcji węglowodorów nasyconych metodą kapilarnej chromatografii gazowej na przyrządzie firmy Hewlett Packard 5890 Seria II wyposażonym w detektor płomieniowo-jonizacyjny (FID) oraz kolumnę HP-1 (25 m x 0,2 mm x 0,5 μm). Pomiar składu trwałych izotopów węgla w bituminach, ich poszczególnych frakcjach i kerogenie przeprowadzono metodą ampułkową według Sofer (1980) na spektrometrze masowym MI-1201 lub „on-line” na aparacie Finnigan Delta Plus sprzęgniętym z analizatorem elementarnym Carlo Erba 1108 EA i podano w konotacji δ względem wzorca PDB. Błąd oznaczenia δ¹³C wynosi ±0,2‰.

Metodyka modelowań numerycznych

Zintegrowana analiza naftowa, jako podstawa programów numerycznych modelowań procesów naftowych, została szczegółowo przedstawiona w pracach Ungerera i in. (1990), Doree'a i in. (1993) czy Welte'a i in. (1997). Na powyższych zasadach został opracowany model koncepcyjny programu BasinMod™, który zastosowano w rozwiązaniach

niniejszego tematu. Poszczególne elementy wykonawcze bloku programowego BasinMod™ rozwiązano według powszechnie stosowanych procedur, które dla celów niniejszej analizy są sprowadzone do następujących ustaleń:

1) wielkość kompaktacji wydzielonych litotypów skalnych w profilach stratygraficznych analizowanych profili odwiertów obliczono algorytmem schematu omówionego przez Dykstrę (1987),

2) przewodność cieplną szkieletu ziarnowego określono metodą Deminga i Chapmana (1989) dla każdego kompleksu litostratygraficznego, przy obliczeniu przepuszczalności skał metodą Kozeny-Carmana (Doligez i in., 1986, Ungerer i in., 1990),

3) przepływ ciepła obliczono metodą stanu równowagi przejściowej zgodnie z algorytmem zastosowanym w programie BasinMod™ (BasinMod™ Reference Manual, 1987),

4) w rekonstrukcji zmian pola termicznego w analizowanym obszarze wykorzystano wskazania ilościowe długookresowych zmian klimatycznych (np. Yalcin i in., 1997) oraz historię zmian temperatur powierzchniowych poprzez nałożenie globalnych zmian klimatycznych (np. Wygrala, 1989) w odniesieniu do zmian pozycji płyty europejskiej (np. Besse & Courtillot, 1991; Van der Voo, 1993; Nawrocki, 1997),

5) dojrzałość termiczną materii organicznej obliczono metodą EASY %R_o (Sweeney & Burnham, 1990). Generowanie węglowodorów obliczono zgodnie z modelem Lawrence Livermore National Laboratory (Braun & Burnham, 1991), zaś ekspulsję obliczono metodą nasycenia przestrzeni porowej (Ungerer i in., 1988a, b, 1990; Forbes i in., 1991),

6) granice stratygraficzne wydzielonych warstw i luk stratygraficznych przyjęto według schematu czasu względnego i bezwzględnego tabeli stratygraficznej Gradsteina i Oga (1995).

W powyższym schemacie metodycznym oceniono podstawowe parametry procesu generacyjnego oraz obliczono wielkości potencjału węglowodorowego karbońskich poziomów macierzystych w analizowanych profilach odwiertów.

Geochemiczna kwalifikacja kopalnej substancji organicznej karbonu z wydzieleniem poziomów skał macierzystych

Geochemiczną charakterystykę kopalnej substancji organicznej karbonu oparto na wynikach badań analitycznych 491 próbek rdzeniowych pobranych z profili 20 odwiertów: Białogard-7, -10, -11K (Bd-7, -10, -11K), Biesiekierz-2 (Bz-2), Daszewo-R3p, -17 (Do-R3p, -17), Dobrzyca-2 (Da-2), Dygowo-1, -4 (Dy-1, -4), Dźwirzno-3 (Dz-3), Gorzysław-8, -9, -17 (Gw-8, -9, -17), Gosław-1 (Go-1), Niekłonicze-1 (Ne-1), Nowogardek-1 (Nk-1), Sarbinowo-1 (So-1), Trzebusz-2K, -3 (Tz-2K, -3) i Żeleźno-1 (Zo-1) (ryc. 1). Z utworów turneju pobrano 377 próbek, wizenu — 72 i westfalu — 42 (tab. 1).

W utworach turneju całkowita zawartość węgla organicznego (TOC) zmienia się od 0,00 do 10,7% wag. (średnia 0,93% wag.), w utworach wizenu od 0,00 do 2,56% wag. (średnia 0,71% wag.), a w utworach westfalu od 0,00 do 2,20% wag. (średnia 0,27% wag.) (tab. 1, ryc. 4). Potencjał węglowodorowy utworów turneju jest słaby (tab. 1). Tylko lokalnie, w profilu odwiertu Dobrzyca-2 stwierdzono obecność facji czarnych iłowców o bardzo wysokich jego wartościach dochodzących do 26 mg HC/g skały (tab. 1), co według kryteriów zaproponowanych przez Petersa i

Cassa (1994), kwalifikuje ją do doskonałej skały macierzystej. Skały macierzyste wizenu i westfalu cechują się również słabym potencjałem węglowodorowym (średnia odpowiednio 0,89 i 1,16 mg HC/g skały) (tab. 1) z lokalnymi wkładkami w utworach wizenu do 3, a w utworach westfalu do 2,2 mg HC/g skały. We wszystkich badanych wydzieleniach karbonu dominuje lądowa substancja organiczna (gazotwórczy kerogen III typu). Lokalnie w utworach dolnokarbońskich stwierdzono obecność składowej kerogenu II typu, o czym świadczą wyniki badań pirolitycznych Rock-Eval (ryc. 4, 5), prostych biomarkerów (ryc. 6) oraz trwałych izotopów węgla (tab. 2, ryc. 7). Środowisko, w jakim kerogen ten został zdeponowany było głównie redukcyjne, o czym świadczą wartości wskaźnika Pr/Ph poniżej jedności (Didyk i in., 1978) (tab. 1). Stopień przeobrażenia badanych utworów karbonu określony na podstawie temperatury T_{max} (tab. 1) oraz dystrybucji metylobenzotiofenów wskazuje, że znajdują się one na przełomie procesów mikrobialnych oraz początkowej fazy niskotemperaturowych procesów termogenicznych („okna ropnego”) (tab. 1, ryc. 5).

Wydzielenie kwalifikowanych ilościowo karbońskich poziomów skał macierzystych w analizowanych profilach odwiertów oparto na wynikach badań geochemicznych profili Dźwirzyno-3, Dygowo-1, Daszewo-17, Dobrzyca-2 i Biesiekierz-2 z uwzględnieniem rozkładu macierzystości

w pozostałych badanych odwiertach. W profilu odwiertu Dźwirzyno-3 miąższość kwalifikowanych geochemicznie poziomów skał macierzystych wynosi ok. 40 m z oszacowaną średnią pierwotną zawartością TOC wynoszącą 1,0% wag. W pozostałych analizowanych odwiertach miąższość efektywna skał macierzystych i średnia pierwotna zawartość TOC wynoszą odpowiednio: w profilu odwiertu Dygowo-1 ok. 170 m z TOC = 1,0% wag., w profilu Daszewo-17 — ok. 17 m z TOC = 1,0% wag., Dobrzyca-2 — ok. 150 m z TOC = 1,8% wag. i Biesiekierz-2 — ok. 32 m z TOC = 0,8% wag.

Założenia geologiczne i termiczne modelu generacyjnego

Prawidłowe odtworzenie ewolucji geologicznej obszaru jest warunkiem koniecznym właściwej rekonstrukcji procesów generowania i ekspulsji węglowodorów. Takie elementy jak stratygrafia, miąższość i litologia warstw, luki erozyjne analizowanego profilu osadowego są wyjściowymi parametrami w konstrukcji wykresu pograżenia poziomu warstw macierzystych w odtworzonych warunkach paleotermicznych.

W badanej strefie przyjęty model ewolucji geologicznej młodszego paleozoiku opiera się na analizie rozwoju karbońskiego kompleksu terygenicznego w ścisłym związku z

Tab.1. Charakterystyka geochemiczna i potencjał węglowodorowy utworów karbonu

Table 1. Geochemical characteristics and hydrocarbon potential of Carboniferous strata

Stratygrafia <i>Stratigraphy</i>	Westfal <i>Westphalian</i>	Liczba próbek <i>Samples</i>	Wizen <i>Visean</i>	Liczba próbek <i>Samples</i>	Turnej <i>Tournaisian</i>	Liczba próbek <i>Samples</i>
TOC (% wag.)	0,00–2,20 śr. 0,27	42 (7)	0,00–2,56 śr. 0,71	72 (4)	0,00–10,7 śr. 0,93	377 (15)
S ₂ (mg HC/g skały)	0,67–1,88 śr. 1,01	9	0,09–2,47 śr. 0,73	45	0,04–24,4 śr. 1,13	224
S ₁ + S ₂ (mg HC/g skały)	0,76–2,15 śr. 1,16	9	0,11–2,86 śr. 0,89	45	0,04–25,4 śr. 1,26	224
T _{max} (°C)	423–439 śr. 430	9	419–438 śr. 429	39	408–449 śr. 434	207
HI (mg HC/g TOC)	59–91 śr. 80	3	24–204 śr. 95	43	27–514 śr. 111	217
wb (mg bit./g TOC)	38–51 śr. 46	3	9–76 śr. 34	20	6–800 śr. 76	146
CPI _(TOTAL)	1,23	1	1,10 i 1,12 śr. 1,11	2	0,89–1,22 śr. 1,08	15
CPI ₍₁₇₋₂₃₎	1,07	1	1,01 i 1,03 śr. 1,02	2	0,86–1,12 śr. 1,04	15
CPI ₍₂₅₋₃₁₎	1,48	1	1,23 i 1,48 śr. 1,35	2	0,89–1,22 śr. 1,15	15
Pr/Ph	1,54	1	0,41 i 0,90 śr. 0,66	2	0,30–2,65 śr. 0,92	15
Pr/n-C ₁₇	1,60	1	0,45 i 0,52 śr. 0,49	2	0,46–2,41 śr. 0,94	15
Pr/n-C ₁₈	0,52	1	0,34 i 0,55 śr. 0,44	2	0,37–1,60 śr. 0,78	15
MDR	0,52	1			0,63–3,21 śr. 1,80	12
R(cal) (%)	0,65	1			0,56–0,74 śr. 0,64	12
Typ kerogenu <i>Type of kerogen</i>	III		III		III (II?)	
Dojrzałość kerogenu <i>Maturity of kerogen</i>	niedojrzały/wczesno-dojrzały <i>immature/early mature</i>		niedojrzały/wczesno-dojrzały <i>immature/early mature</i>		niedojrzały/wczesno-dojrzały <i>immature/early mature</i>	
Potencjał naftowy <i>Petroleum potential</i>	słaby <i>poor</i>		słaby <i>poor</i>		słaby/lokalnie dobry <i>poor/locally good</i>	

TOC — całkowita zawartość węgla organicznego, *total organic carbon*, S₂ — rezydualny potencjał węglowodorowy, *residual hydrocarbon potential*, S₁+S₂ — potencjał węglowodorowy, *hydrocarbon potential*, T_{max} — temperatura maksymalna z piku S₂, *temperature of maximum of S₂ peak*, HI — wskaźnik wodorowy, *hydrogen index*, wb — wskaźnik bitumiczny, *bitumen ratio*, bit. — bituminy, *bitumens*, śr. — średnia, *average*, liczba w nawiasie oznacza ilość opróbowanych odwiertów, *number in brackets refer to number of sampled boreholes*, Pr — pristan, *pristane*, Ph — fitan, *phytane*

$CPI_{TOTAL} = [(C_{17}+C_{19} + \dots C_{27}+C_{29}) + (C_{19} + C_{21} + \dots C_{29} + C_{31})]/2 * (C_{18} + C_{20} + \dots C_{28} + C_{30})$ (Kotarba i in., 1994)

$CPI_{(17-23)} = [(C_{17}+C_{19} + C_{21}) + (C_{19} + C_{21} + C_{23})]/2 * (C_{18} + C_{20} + C_{22})$ (Kotarba i in., 1994)

$CPI_{(25-31)} = [(C_{25}+C_{27} + C_{29}) + (C_{27} + C_{29} + C_{31})]/2 * (C_{26} + C_{28} + C_{30})$ (Kotarba i in., 1994)

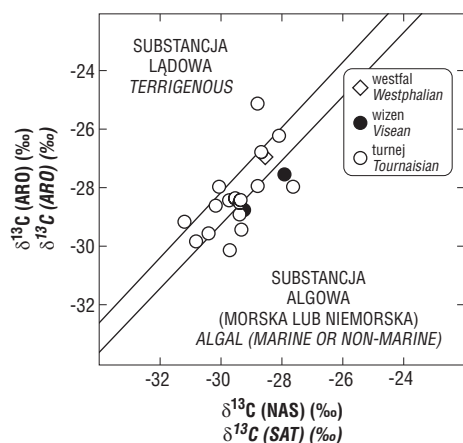
MDR = 4-MDBT/1-MDBT, R(cal) = 0,51 + 0,073* MDR, 4-MDBT - 4-metylobenzotiofen (*methylidibenzotiofene*), 1-MDBT - 1-metylobenzotiofen

rozwojem tektonicznym pokrywy permsko-mezozoicznej z odtworzeniem ich podstawowych cech geologicznych tj., miąższości pierwotnych, litologii i wielkości erozji. W powyższym układzie geologicznym, w skład analizowanego kompleksu dewońsko-karbońskiego kompleksu węglanowo-klastycznego (Dadlez, 1978; Żelichowski, 1987) wchodzi terygeniczne utwory środkowego dewonu, węglanowe utwory górnego dewonu oraz terygeniczne utwory turnieju i lokalnie wizenu, a także występujące na zachód od Kołobrzegu limniczne i fluwialne utworów westfalu (ryc. 1). Niekompletność analizowanego profilu utworów karbońskich jest wynikiem przede wszystkim ruchów fazy asturyjskiej, które spowodowały usunięcie z większości analizowanego obszaru utworów karbonu górnego, a miejscami nawet karbonu dolnego (Lech, 1988, 1989). Wielkość erozji nie przekroczyła najprawdopodobniej kilkuset metrów. Ponadto w profilu karbonu powierzchniami erozyjnymi i lukami sedymentacyjnymi zaznaczają się również fazy sudecka i/lub kruszcogórska.

Na utworach kompleksu strukturalnego dewońsko-karbońskiego zalegają skały wylewne i osadowe dolnego permu.

Cechsztyński kompleks ewaporatowy, o miąższości w analizowanej strefie do ponad 600 m, obejmuje cztery cyklotemy w sekwencji transgresywno-regresywnych utworów soli, anhydrytów, węglanów i ilowców (Wagner, 1988, 1994).

W ciągłości sedymentacyjnej na utworach cechsztynu zalega mezozoiczny kompleks strukturalny. Pokrywa mezozoiczna badanego obszaru ma miąższość od ok. 2000 m w części wschodniej do około 3500 m w części południowo-zachodniej. Została ona uformowana w sekwencji transgresywnych i regresywnych kompleksów terygenicznym i węglanowym triasu, jury i kredy (Marek & Pajchłowa, 1997). Sedymentacja utworów mezozoicznych została przerwana wypiętrzeniem na przełomie kredy i paleogenu, a proces erozji objął utwory kredowe i częściowo jurajskie. Jego rozmiary wynoszą do 1500 m w zachodniej części bloku i do 100 m w partiach brzeżnych (Dadlez i in., 1997). Na pokrywie mezozoicznej zalegają tu utwory terygeniczne kenozoiku o sumarycznej miąższości nawet ponad 200 metrów.

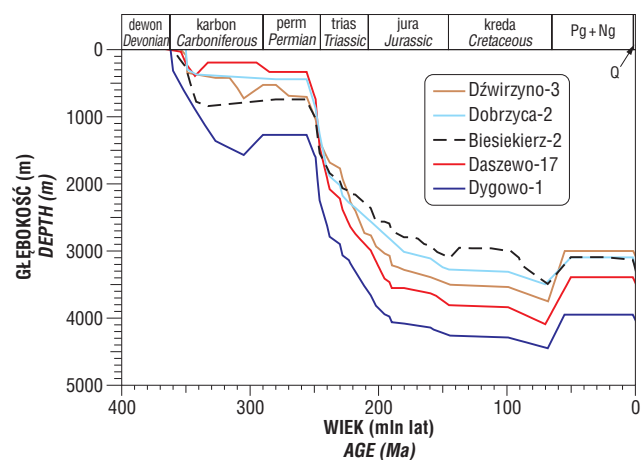


Ryc. 7. Charakterystyka genetyczna bituminów na podstawie korelacji składu trwałych izotopów węgla w węglowodorach nasyconych i węglowodorach aromatycznych. Klasyfikacja genetyczna według Sofera (1984)

Fig. 7. Genetic characterization of bitumens in terms of $\delta^{13}\text{C}$ (saturated hydrocarbons) and $\delta^{13}\text{C}$ (aromatic hydrocarbons) according to the categories of Sofer (1984)

Powyższy schemat stratygraficzno-litologiczny dewonu, karbonu oraz permsko-mezozoiczny i kenozoiczny został przyjęty do konstrukcji wykresów pograżenia w modelowaniach procesów generowania i ekspulsji węglowodorów (ryc. 8).

Model ewolucji termicznej pograżanego poziomu skał macierzystych karbonu został odtworzony dla kolejnych przedziałów czasowych sedymentacji i konsolidacji profilu osadowego poprzez dopasowanie zmian dojrzałości termicznej kerogenu uzyskanych z modelu EASY %R_o (Sweeney & Burnham, 1990) do pomierzonych wskaźników dojrzałości termicznej materii organicznej, refleksyjności wityritu R_i i temperatury T_{max}. Ograniczona do profilu karbonu i cechsztynu niewielka ilość pomiarów znacząco utrudnia przeprowadzenie pełnej analizy zmian termicznych. Tym niemniej względnie niska dojrzałość termiczna utworów karbońskich sugeruje, że wariant waryscyjskiego podgrzania, znajdujący potwierdzenia na monoklinie przedsudeckiej czy w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym jest tutaj mało prawdopodobny. W związku z powyższym do ogólnych rozważań analizy naftowej w badanym obszarze, dla jego profilu litostratygraficznego od karbonu do trzeciorzędu przyjęto dwa alternatywne regionalne modele ewolucji termicznej. Model termiczny I, oparty o rozważania Karnkowskiego (1999), zakłada stałą wielkość strumienia ciepłego od karbonu do czwartorzędu wynoszącą 40–45 mWm⁻² i model termiczny II (Poprawa, 2000) zakładający jego względne podwyższenie w karbonie, triasie i ewentualnie wczesnej jurze do 50–55 mWm⁻² oraz jego obniżenie w kredzie do 30–35 mWm⁻². Nieco lepsze dopasowanie regionalnych wielkości gęstości strumienia ciepłego i odtworzonych wielkości erozji do pomierzonych wskaźników dojrzałości termicznej materii organicznej karbonu wykazał model Poprawy (2000) i dlatego został arbitralnie wybrany do szczegółowej analizy naftowej obszaru badań. Dla założonych warunków erozyjnych wyliczono wielkość potencjału generacyjnego i ekspulsji. Jednocześnie wskazano, że w obu modelach termicznych waryscyjski strumień ciepły nie wpłynął znacząco na zmianę dojrzałości kerogenu, a co za tym idzie nie jest niezbędne jego szczegółowe odtworzenie dla analizowanego obszaru.



Ryc. 8. Krzywe pograżenia wydzielonego kompleksu macierzystego karbonu w analizowanych profilach odwiertów; Pg — paleogen, Ng — neogen, Q — czwartorzęd

Fig. 8. Burial history curves for Carboniferous source rocks in profiles of analyzed wells; Pg — Paleogene, Ng — Neogene, Q — Quaternary

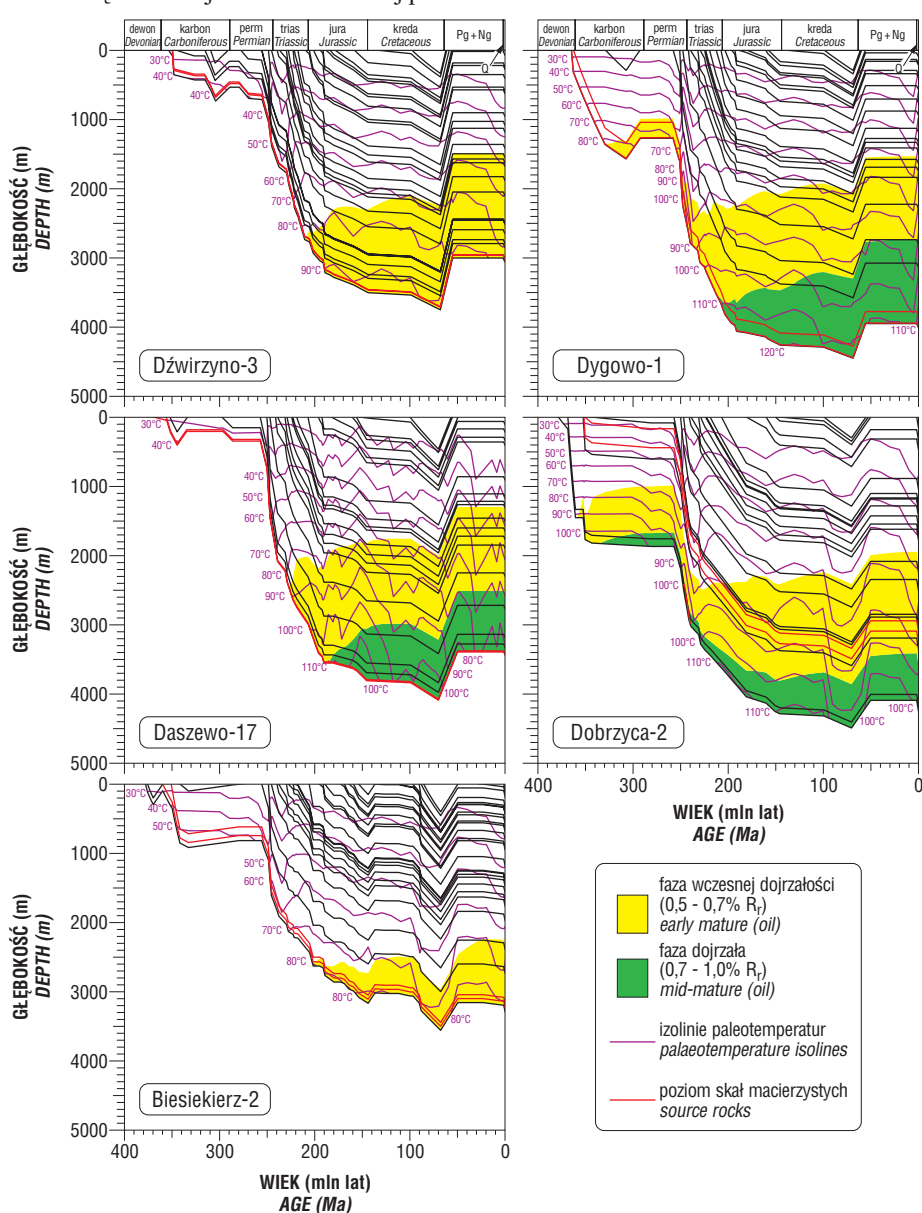
Identyfikacja faz dojrzałości termicznej i czasu ich powstania

W zrekonstruowanych warunkach termicznych modelu II, przy przyjętej wielkości erozji waryscyjskiej nie przekraczającej 300 m i postlaramijskiej rzędu 500–700 metrów, skały macierzyste karbonu weszły we wstępną fazę dojrzałości termicznej (0,5–0,7% w skali R_t) w trzaskie środkowym i późnym, w przedziale czasowym od 225 mln lat w profilu Daszewo-17 do 210 mln lat w profilu Dźwirzyno-3 oraz w jurze dolnej (195 mln lat) w odwiercie Biesiekierz-2 (ryc. 9, 10). Odmienność w rozwoju dojrzałości termicznej skał macierzystych zanotowano w profilu odwiertu Dygowo-1, gdzie warunki inicjalne zostały osiągnięte już z początkiem namuru tj. jeszcze na etapie waryscyjskim rozwoju basenu. Wydzwignięcie postwaryscyjskie przerwało wzrost dojrzałości kerogenu na całym analizowanym obszarze. Jego ponowny wzrost nastąpił dopiero z początkiem triasu. Rozwinięta faza dojrzałości termicznej pro-

filu okna ropnego (0,7–1,0% w skali R_t) została osiągnięta jedynie w dwóch analizowanych odwiertach: Dygowo-1 i Daszewo-17. W pierwszym z odwiertów miało to miejsce z końcem triasu, a w drugim we wczesnej jurze. Maksymalne pograżenie poziomu macierzystego karbonu w analizowanych profilach, osiągnięte w późnej kredzie, ze względu na obniżenie wielkości strumienia ciepłego nie spowodowało już przyrostu dojrzałości termicznej kerogenu (ryc. 10).

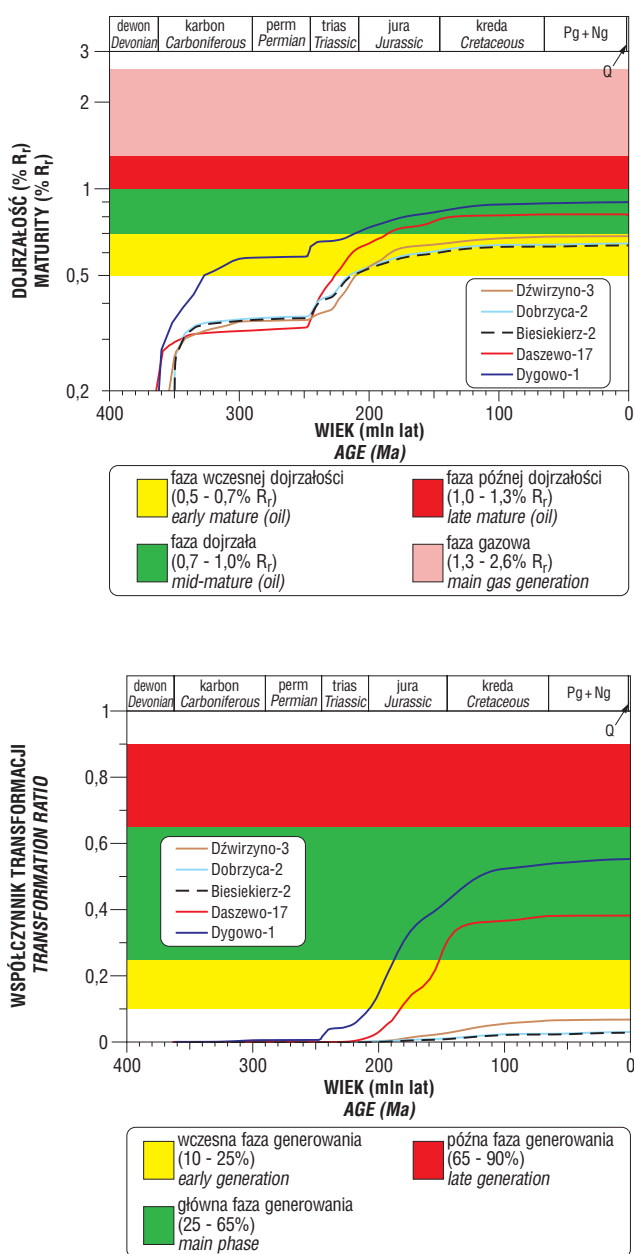
Ocena potencjału węglowodorowego

Modelowanie kinetyczne warunków generowania węglowodorów wykazało, że skały macierzyste karbonu jedynie w odwiertach Dygowo-1 i Daszewo-17 weszły z końcem triasu i we wczesnej jurze w przedział generacyjny fazy wczesnej, realizując do 25% potencjału generacyjnego i do początku późnej jury osiągnęły fazę główną — 25–65% potencjału generacyjnego (ryc. 11). Przedział generacyjny



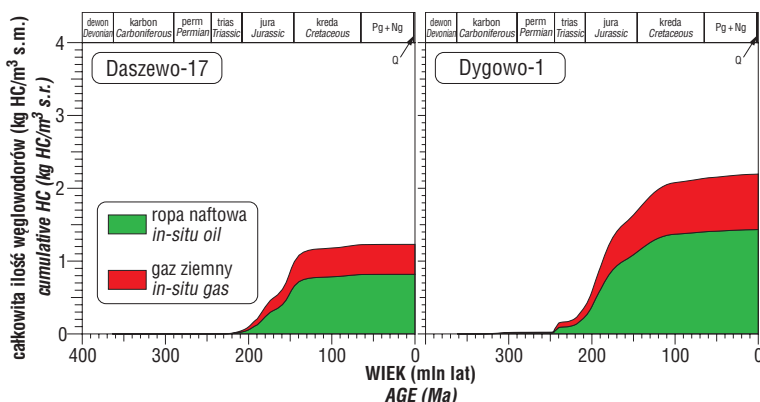
Ryc. 9. Krzywe pograżania wydzielonych kompleksów litostratigraficznych z przedziałami dojrzałości termicznej kerogenu w analizowanych profilach odwiertów; Pg — paleogen, Ng — neogen, Q — czwartorzęd

Fig. 9. Burial history curves for selected lithostratigraphic complexes with thermal maturity zones in analysed profiles of wells; Pg — Paleogene, Ng — Neogene, Q — Quaternary



Ryc. 11. Stopień transformacji kerogenu w utworach karbonu; Pg — paleogen, Ng — neogen, Q — czwartorzęd

Fig. 11. Transformation ratio of kerogen in Carboniferous strata; Pg — Paleogene, Ng — Neogene, Q — Quaternary



Ryc. 12. Całkowita ilość węglowodorów wygenerowanych z poziomów skał macierzystych karbonu; Pg — paleogen, Ng — neogen, Q — czwartorzęd

Fig. 12. Total amount of hydrocarbons generated from Carboniferous source rocks; Pg — Paleogene, Ng — Neogene, Q — Quaternary

←

Ryc. 10. Krzywa ewolucji dojrzałości kerogenu w analizowanych profilach odwiertów; Pg — paleogen, Ng — neogen, Q — czwartorzęd

Fig. 10. Maturity evolution curve in analysed profiles of wells; Pg — Paleogene, Ng — Neogene, Q — Quaternary

fazy późnej — 65–90% potencjału generacyjnego nie został osiągnięty przed laramijskim wydzwignięciem obszaru.

Powyższy stan warunków generacyjnych w profilach obu odwiertów został spowodowany stopniem transformacji termicznej kerogenu wynoszącym 40% w odwiercie Daszewo-17 i 55% w odwiercie Dygowo-1 (ryc. 11). W odwiertach Dźwirzyno-3, Dobrzyca-2 i Biesiekierz-2 stopień transformacji nie przekroczył 20% wartości progowej dla inicjacji procesów generowania węglowodorów w kryteriach modelowań kinetycznych (ryc. 11).

Z wyników powyższych modelowań obliczono potencjał generacyjny jednostki objętości skały macierzystej, w wymiarze ilości wygenerowanych węglowodorów z metra sześciennego skały macierzystej. Obliczone wielkości potencjału generacyjnego są niskie i wynoszą 1,2 kg HC/m³ skały macierzystej (s.m.) z profilu Daszewo-17 i 2,2 kg HC/m³ s.m. z profilu odwiertu Dygowo-1 (ryc. 12). W profilach pozostałych odwiertów nie przekracza on wartości 0,2 kg HC/m³ s.m.

Odniesienie potencjału generacyjnego do sumarycznej miąższości skał macierzystych w profilu karbonu pozwala na ocenę produktywności naftowej jednostki powierzchni basenu sedimentacyjnego. Obliczone z powyższego potencjału generacyjnego wielkości jednostkowego powierzchniowego potencjału węglowodorowego wynoszą 20 kg HC/m² dla Daszewo-17 i 365 kg HC/m² powierzchni strukturalnej basenu karbońskiego dla Dygowo-1. Ta znaczna dysproporcja w wielkości wytworzonej masy węglowodorowej jest przede wszystkim wynikiem znaczących różnic w oszacowanej miąższości skał macierzystych w profilach poszczególnych odwiertów.

Podsumowanie

Geochemiczną charakterystykę kopalnej substancji organicznej utworów karbonu w północnej części przybałtyckiej części segmentu pomorskiego bruzdy śródpolskiej oparto na wynikach badań analitycznych 491 próbek, w tym 377 z utworów turneju, 72 z wizenu i 42 z westfalu. W utworach turneju całkowita zawartość węgla organicznego (TOC) zmienia się od 0,00 do 10,7% wag. (średnia 0,93% wag.), w utworach wizenu od 0,00 do 2,56% wag. (średnia 0,71% wag.), a w utworach westfalu od 0,00 do

←

Tab. 2. Skład grupowy i trwałe izotopy węgla bituminów, ich poszczególnych frakcji i kerogenu
 Table 2. Fractions and stable carbon isotope composition of bitumens, their fractions and kerogen

Odwiert <i>Well</i>	Głęb. <i>Depth (m)</i>	Skład grupowy bituminów (% wag.) <i>Fractions (wt.%)</i>				Skład trwałych izotopów węgla $\delta^{13}\text{C}(\text{‰})$ <i>Stable carbon isotope composition</i>					
		W. nas.	W. arom.	Żyvice	Asfalteny	W. nas.	Bituminy	W. arom.	Żyvice	Asfalteny	Kerogen
Utwory turneju <i>Tournaisian</i>											
Daszewo-17	3437,00	9	25	35	31	-28,8	-26,1	-25,1	-25,2	-25,1	-21,9
Daszewo-17	3448,00	9	26	25	40	-28,1	-26,7	-26,2	-26,3	-25,9	-23,2
Daszewo-R3p	3146,85	16	20	33	31	-29,5	-28,5	-28,4	-28,5	-28,0	-25,5
Daszewo-R3p	3390,35	11	12	15	62	-29,4	-28,3	-28,5	-28,6	-28,0	-24,9
Daszewo-R3p	3615,15	18	20	36	26	-29,4	-28,4	28,4	-28,4	-27,9	-25,2
Dobrzyca-2	3232,10	12	18	22	48	-30,0	-26,6	-27,9	-26,4	-25,3	-25,1
Dobrzyca-2	3447,00	29	30	25	16	-29,4	-26,6	-28,9	-28,1	-27,7	-27,4
Dobrzyca-2	3583,40	18	25	9	48	-27,6	-28,0	-27,9	-27,7	-28,2	-27,8
Dobrzyca-2	3606,80	11	16	18	55	-29,7	-30,1	-30,1	-30,0	-30,4	-29,8
Dobrzyca-2	3675,70	12	27	25	37	-29,3	-29,2	-29,4	-28,7	-29,5	-29,5
Dygowo-1	3428,50	44	18	20	18	-30,2	-29,3	-28,6	-27,0	-30,5	-28,9
Dygowo-1	3434,50	80	5	10	5	-31,2	-30,5	-29,1	-26,7	-28,9	-27,3
Dygowo-1	3684,65	16	20	34	29	-29,4	-28,2	-28,5	-28,4	-28,0	-25,4
Dygowo-1	3850,75	12	21	37	30	-29,7	-28,4	-28,4	-28,1	-28,2	-25,6
Dźwirzyno-3	2944,00	26	28	17	29	-30,4	-29,6	-29,5	-29,2	-29,5	-29,5
Dźwirzyno-3	2982,00	13	25	19	43	-30,8	-29,7	-29,8	-29,1	-28,6	-28,3
Gorzysław-8	3216,00	19	24	32	25	-28,8	-28,2	-27,9	-28,2	-27,9	-25,8
Gorzysław-9	3170,00	10	15	32	43	-28,7	-26,2	-26,7	-26,1	-25,2	-24,4
Utwory wizenu <i>Visean</i>											
Dobrzyca-2	3055,50	24	18	32	26	-29,2	-27,9	-28,7	-27,5	-26,5	-25,4
Sarbinowo-1	2534,00	9	16	17	58	-27,9	-27,6	-27,5	-27,8	-27,5	-26,2
Utwory westfalu <i>Westphalian</i>											
Gorzysław-17	2938,70	7	16	37	40	-28,6	-26,1	-26,9	-26,3	-25,2	-24,5

W. nas. — węglowodory nasycone, *saturated hydrocarbons*, W. arom. — węglowodory aromatyczne, *aromatic hydrocarbons*, żywice, *resins*, asfalteny, *asphaltenes*

2,20% wag. (średnia 0,27% wag.). Potencjał węglowodorowy badanych utworów jest słaby. Tylko lokalnie, jak na przykład w profilu odwiertu Dobrzyca-2 w utworach turneju stwierdzono obecność wkładek iłwców o bardzo wysokich jego wartościach dochodzących do 26 mg HC/g skały. We wszystkich badanych wydzieleniach karbonu dominuje lądowa substancja organiczna (gazotwórczy kerogen III typu). Sporadycznie w utworach dolnokarbońskich stwierdzono obecność składowej kerogenu II typu. Środowisko depozycji było zmienne, utleniająco-redukcyjne. Stopień przeobrażenia badanych utworów karbonu określono na ok. 0,5–0,8% w skali R_p , co odpowiada końcowej fazie procesów mikrobialnych oraz początkowej fazie niskotemperaturowych procesów termogenicznych („okna ropnego”).

Na podstawie wyników badań geochemicznych dokonano wydzielenia kwalifikowanych ilościowo poziomów skał macierzystych, których miąższość i pierwotna zawartość węgla organicznego wynoszą: w profilu odwiertu Dźwirzyno-3 ok. 40 m z oszacowaną średnią pierwotną zawartością TOC równą 1,0% wag., w profilu Dygowo-1 ok. 170 m z TOC = 1,0% wag., w profilu Daszewo-17 — ok. 17 m z TOC = 1,0% wag. i Dobrzyca-2 — ok. 150 m z TOC = 1,8% wag. a Biesiekierz-2 — ok. 32 m z TOC = 0,8% wag.

W analizie procesu generowania węglowodorów ze skał macierzystych turneju w północnej części badanego obszaru

przyjęto model termiczno-erozyjny zakładający względne podwyższenie strumienia cieplnego w karbonie, triasie i ewentualnie wczesnej jurze oraz jego obniżenie w kredzie, a także erozję postwarscyjską nie przekraczającą w omawianym obszarze 300 m i postlaramijską nie przekraczającą 700 m. Analizowany proces, w powyższych założeniach termiczno-erozyjnych, przebiegał w przedziale stratygraficznym pomiędzy triasem środkowym i późną jurą. W analizie generacyjnej jedynie w profilach odwiertów Dygowo-1 i Daszewo-17 uzyskano wymierne ilości wytworzonej masy węglowodorowej, które liczone w kryteriach jednostkowego potencjału generacyjnego skały macierzystej wynoszą 2,2 kg HC/m³ s.m. w odwiercie Dygowo-1 i 1,2 kg HC/m³ s.m. w odwiercie Daszewo-17. Obliczona na tej podstawie wielkość jednostkowego powierzchniowego potencjału węglowodorowego powierzchni strukturalnej karbonu wynosi odpowiedni 20 i 365 kg HC/m².

Artykuł zawiera podsumowanie wyników analiz geochemicznych rozproszonej substancji organicznej wykonanych w ramach badań statutowych nr 11.11.140.970 finansowanych przez Komitet Badań Naukowych i wykonanych w Zakładzie Surowców Energetycznych Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Autorzy dziękują Paniom W. Więclaw i M. Wróbel oraz Panu T. Kowalskiemu z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie za pomoc w komputerowym przygotowaniu rysunków.

Literatura

- BASINMOD™ 1-D REFERENCE MANUAL 1987 — Platte River Association, Boulder, Colorado.
- BESSE J. & COURTILOT V. 1991 — Revised and synthetic apparent polar wander paths of the African, Euroasian, North American and India Plates, and true polar wander since 200 Ma. *Jour. Geophys. Research*, 96 (B3): 4029–4050.
- BRAUN R.L. & BURNHAM A.K. 1991 — User's manual for PMOD, a pyrolysis and primary migration model. Lawrence Livermore National Laboratory Report, UCRL-MA-1077789.
- DADLEZ R. 1974 — Tectonic position of Western Pomerania (NW Poland) prior to the Upper Permian. *Biul. Inst. Geol.*, 274: 49–88.
- DADLEZ R. 1978 — Podpermie kompleksy skalne w strefie Koszalin–Chojnice. *Kwart. Geol.*, 22: 269–302.
- DADLEZ R. 1980 — Tektonika wału pomorskiego. *Kwart. Geol.*, 24: 741–764.
- DADLEZ R. 1993 — Pre-Cainozoic tectonic of the southern Baltic Sea. *Kwart. Geol.*, 37: 431–450.
- DADLEZ R., JÓZWIĄK W. & MŁYŃNARSKI S. 1997 — Subsidence and inversion in the western part of Polish Basin — data from seismic velocities. *Geol. Quater.*, 41: 197–208.
- DEMING D. & CHAPMAN D.S. 1989 — Thermal histories and hydrocarbon generation: example from Utah-Wyoming thrust belt. *AAPG Bull.*, 73: 1455–1471.
- DIDYK B.M., SIMONEIT B.R.T., BRASSEL S.C. & EGLINTON G. 1978 — Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272: 216–222.
- DOLIGEZ B., BESSIS F., BURRUS J., UNGERER P. & CHENET P.Y. 1986 — Integrated numerical modelling of sedimentation, heat transfer, hydrocarbon formation and fluid migration in sedimentary basin. [In:] Burruss J. (ed.), *Thermal Modelling in Sedimentary Basins*. Technip, Paris: 173–195.
- DOREE A.G., AUGUSTSON J.H., HERMANRUD C., STEWART D.J. & SYLTA O. (eds.) 1993 — Basin Modelling: Advances and Applications. NPF Spec. Publ. 3, Elsevier, Amsterdam.
- DYKSTRA J. 1987 — Compaction correction for burial history curves: application to Lopatin's method for source rock maturation determination. *GeoByte*, 2: 16–23.
- ESPITALIÉ J., DEROO G. & MARQUIS F. 1985 — La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Rev. IFP*, 40-41: 563–579, 755–784.
- FORBES P.L., UNGERER P., KUHFUSS A.B., RIIS F. & EGGEN S. 1991 — Compositional modelling of petroleum generation and expulsion. Trial application to a local mass balance in the Smorbukk Sor field (Norway). *AAPG Bull.*, 75: 873–893.
- GRADSTEIN F.M. & OGG J.G. 1995 — A Phanerozoic time scale. *Episodes*, 19: 3–5.
- GROTEK I., MATYJA H. & SKOMPSKI S. 1998 — Dojrzałość termiczna materii organicznej w osadach karbonu obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. [In:] M. Narkiewicz (ed.), *Analiza basenów sedymentacyjnych*. Pr. Inst. Geol., 165: 245–254.
- KARNKOWSKI P. 1993 — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2, *Niż Polski*. Geos, Kraków.
- KARNKOWSKI P.H. 1999 — Origin and evolution of the Polish Rotliegend Basin. *Polish Geological Institute, Spec. Pap.*, 3: 1–93.
- KOTARBA M., KOSAKOWSKI P., KOWALSKI A. & WIĘCŁAW D. 1998 — Wstępna charakterystyka geochemiczna substancji organicznej i potencjału węglowodorowego utworów dewonu obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. [In:] M. Narkiewicz (ed.), *Analiza basenów sedymentacyjnych*. Pr. Inst. Geol., 165: 207–214.
- KOTARBA M., KOWALSKI A. & WIĘCŁAW D. 1994 — Nowa metoda obliczeń wskaźnika CPI i wykorzystanie badań n-alkanów i izoprenoidów w prospekcji naftowej. *Mat. Symp. Badania geofizyczne i petrofizyczne w poszukiwaniach ropy naftowej i gazu ziemnego*. Balice k. Krakowa, 27–28.06.1994. Wyd. IGNiG Kraków: 82–92.
- KOTARBA M. & SZAFRAN S. 1985 — Zastosowanie analizatorów Rock-Eval i Oil Show w poszukiwaniach naftowych. *Nafta*, 41: 81–88.
- LANGFORD F.F. & BLANC-VALLERON M.M. 1990 — Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. Total Organic Carbon. *AAPG Bull.*, 74: 799–804.
- LECH S. 1985 — Analiza litologiczno-stratygraficzna utworów karbonu synklinorium pomorskiego. *Arch. PGNiG S.A. Ośrodek Północ, Piła*.
- LECH S. 1986a — Analiza litologiczno-stratygraficzna utworów karbonu antyklinorium pomorskiego. *Arch. PGNiG S.A. Ośrodek Północ, Piła*.
- LECH S. 1986b — Litostratygrafia osadów dinantu. *Prz. Geol.*, 34: 519–524.
- LECH S. 1988 — Opracowanie własności zbiornikowych i objawów bituminów w utworach karbonu na obszarze Pomorza Zachodniego. *Arch. PGNiG S.A. Ośrodek Północ, Piła*.
- LECH S. 1989 — Wydzielenie stref perspektywicznych dla poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach karbonu na obszarze Pomorza Zachodniego. *Arch. PGNiG S.A. Ośrodek Północ, Piła*.
- LECH S. 2001 — Mapa geologiczno-strukturalna podłoża permu Pomorza, 1 : 500 000. *Arch. PGNiG S.A. Ośrodek Północ, Piła*.
- MAREK S. & PAJCHŁOWA M. (eds.) 1997 — Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 153.
- MATYASIK I. 1998 — Charakterystyka geochemiczna skał macierzystych karbonu w wybranych profilach wiertniczych obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. [In:] M. Narkiewicz (ed.), *Analiza basenów sedymentacyjnych*. Pr. Inst. Geol., 165: 215–226.
- NAWROCKI J. 1997 — Permian to Early Triassic magnetostratigraphy from the Central European basin in Poland: Implications on regional and worldwide correlation. *Earth & Planetary Sc. Lett.*, 152: 37–58.
- NARKIEWICZ M., MIŁACZEWSKI L., KRZYWIEC P. & SZEWCZYK J. 1998 — Zarys architektury depozycyjnej basenu dewońskiego na obszarze radomsko-lubelskim. [In:] M. Narkiewicz (ed.), *Analiza basenów sedymentacyjnych*. Pr. Inst. Geol., 165: 57–72.
- OBERMAJER M., FOWLER M.G. & SNOWDON L.R. 1999 — Depositional environment and oil generation in Ordovician source rocks from southwestern Ontario, Canada: organic geochemical and petrological approach. *AAPG Bull.*, 83: 1426–1453.
- PETERS K.E. & CASSA M.R. 1994 — Applied source rock geochemistry. [In:] Magoon L.B., Dow W.G. (eds.), *The Petroleum System — from source to trap*. AAPG Mem., 60: 93–120.
- POPRAWA P. 2000 — Analiza historii termicznej basenu polskiego. [In:] Kotarba M. (ed.), *Potencjał i bilans węglowodorowy utworów dolomitu głównego basenu permiego Polski – Blok VII*. Raport z realizacji projektu badawczego, Arch. BG „Geonafte”, Warszawa.
- POŻARYSKI W. 1987 — Tektonika Paleozoik podpermski. [In:] Raczyńska A. (ed.), *Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża*. Pr. Inst. Geol., 119: 174–186.
- POŻARYSKI W. & KARNKOWSKI P. 1992 — Mapa tektoniczna Polski w epoce waryscyjskiej, 1 : 1 000 000. *Państw. Inst. Geol.*
- RADKE M. 1988 — Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Petrol. Geol.*, 5: 224–236.
- SOFER Z. 1980 — Preparation of carbon dioxide for stable isotope analysis of petroleum. *Anal. Chem.*, 52: 1389–1391.
- SOFER Z. 1984 — Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG Bull.*, 68: 31–49.
- SWEENEY J.J. & BURNHAM A.K. 1990 — Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG Bull.*, 74: 1559–1570.
- UNGERER P., ESPITALIÉ J., BEHAR J. & EGGON F. 1988a — Modelisation mathematique des interaction entre craquege thermique et migration lors de la formation du petrole et du gaz. *C. R. Acad. Sc.*, 2: 927–934.
- UNGERER P., BEHAR F., VILLALBA M., HEUM O.R. & AUDIBERT A. 1988b — Kinetic modelling of oil cracking. *Advances of Organic Geochemistry*, 13: 857–868.
- UNGERER P., BURRUS J., DOLIGEZ B., CHENET P. & BESSIS F. 1990 — Basin evaluation by integrated 2-D modelling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation and migration. *AAPG Bull.*, 74: 309–335.
- VAN DER VOO R. 1993 — Paleomagnetism of the Atlantic, Tethys and Iapetus Oceans. Cambridge Univ. Press.
- WAGNER R. 1988 — Ewolucja basenu cechsztyńskiego w Polsce. *Kwart. Geol.*, 32: 33–51.
- WAGNER R. 1994 — Stratygrafia osadów i rozwój basenu cechsztyńskiego na Niżu Polskim. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 146: 1–71.
- WELTE D.H., HORSFIELD B. & BAKER D.R. (eds.) 1997 — *Petroleum and Basin Evolution*. Springer-Verlag.
- WILCZEK T. & MERTA H. 1992 — Wstępne wyniki badań pirolitycznych metodą Rock-Eval. *Nafta*, 48: 109–116.
- WYGRALA B. 1989 — Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, northern Italy. *Berichte der Forschungszentrum – Jülich, Germany*, 2313.
- YALCIN M.N., LITTKER R. & SACHSENHOFER R.F. 1997 — Thermal History of Sedimentary Basins. [In:] Welte D.H., Horsfield B. & Baker D.R. (eds.), *Petroleum and Basin Evolution*. Springer: 71–168.
- ŻELICHOWSKI A.M. 1987 — Karbon. Ogólna charakterystyka stratygraficzna. [In:] Raczyńska A. (ed.), *Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża*. Pr. Inst. Geol., 119: 46–48.