

**JEDNO- I DWUWYMIAROWE
MODELOWANIA NUMERYCZNE
PROCESÓW GENEROWANIA, EKSPULSJI I MIGRACJI
WĘGLOWODORÓW W UTWORACH KARBONU
POŁUDNIOWO-WSCHODNIEJ CZĘŚCI ROWU LUBELSKIEGO**

1-D and 2-D numerical modelling of hydrocarbon generation, expulsion and migration processes in Carboniferous strata in the south-western part of the Lublin Trough

Magdalena WRÓBEL, Maciej J. KOTARBA & Paweł KOSAKOWSKI

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
Zakład Analiz Środowiskowych i Kartografii;
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;
e-mail: wrobelm@uci.agh.edu.pl, kotarba@uci.agh.edu.pl, kosak@agh.edu.pl*

Treść: W pracy przeprowadzono analizę generacyjną węglowodorów w utworach karbonu w południowo-wschodniej części rowu lubelskiego za pomocą numerycznych modeli programami BasinMod 1- i 2-D. Na podstawie wyników analiz geochemicznych wydzielono w utworach karbonu poziomy skały macierzystych. Skały macierzyste utworów karbonu rowu lubelskiego charakteryzują się dobrymi własnościami macierzystości i obecnością gazotwórczego kerogenu III typu. W jednowymiarowych modelowaniach numerycznych, po skalibrowaniu pomierzonych wartości dojrzałości termicznej z wielkością erozji, dokonano identyfikacji faz węglowodorowych w utworach karbonu w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5. W dwuwymiarowych modelowaniach wzdłuż przekroju Komarów – Terebin uzyskano przestrzenny rozkład transformacji kerogenu skał macierzystych karbonu i sumaryczne ilości wygenerowanych węglowodorów. Wykazano, że jedynie w okolicach Komarowa i Grabowca możliwe było zachowanie węglowodorów. Przeprowadzona analiza naftowa dowiodła, że intensywne erozja w paleozoiku rozformowała potencjalne pułapki złożowe, a brak regionalnego uszczelnienia mezozoicznego pozwolił na rozproszenie resztkowych ilości węglowodorów.

Słowa kluczowe: karbon, rów lubelski, analiza naftowa, modelowania 1- i 2-D

Abstract: In the paper authors carried out the petroleum analysis of Carboniferous strata in the south-eastern part of Lublin Trough by means of BasinMod 1- & 2-D numerical modelling. Results of geochemical analyses allowed to determine source rocks in three complexes of Carboniferous strata. Carboniferous source rocks have good petroleum potential and contain type III kerogen. In one dimensional numerical modelling, measured thermal maturity values had been calibrated of erosion quantity, it provided to identification of hydrocarbon phases in Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 and Terebin IG-5 wells. Two dimensional modelling along Komarów – Terebin cross-section gave a spatial view on transformation ratio of kerogen and total amount of generated oil and gas. It is pointed, that hydrocarbons could be retained only in Komarów and Grabowiec area. Petroleum analyses reveal also, that intensive Paleozoic erosion ruined previously formed traps and lack of regional Mesozoic overburden caused the dispersion of residual hydrocarbons.

Key words: Carboniferous strata, Lublin Trough, petroleum analysis, 1- and 2-D modelling

WSTĘP

Celem analizy naftowej było odtworzenie przebiegu procesów generowania, ekspulsji, migracji i akumulacji węglowodorów w utworach karbonu południowo-wschodniej części rowu lubelskiego na podstawie wyników jedno- i dwuwymiarowych modelowań za pomocą programów numerycznych BasinMod 1- i 2-D. Procesy generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów rekonstruowano wzdłuż przekroju Komarów –Terebin. Do badania tych procesów w utworach karbonu wykorzystano szczegółowy model rozwoju geodynamicznego rowu lubelskiego oraz jego historii termicznej. Ponadto do scharakteryzowania i wydzielenia w tych utworach poziomów skał macierzystych wykorzystano wyniki badań geochemicznych i petrologicznych: metodę pirolityczną Rock Eval, ekstrakcję bituminów, rozdział grupowy, analizę prostych biomarkerów (*n*-alkanów i izoprenoidów) oraz refleksyjność witrynytu.

Analiza naftowa pozwala także określić czas i głębokość inicjacji oraz przebiegu procesów gazo- i ropotwórczych, stopień transformacji kerogenu i wykorzystania potencjału węglowodorowego oraz wielkości wytworzonej masy węglowodorowej. W ramach powyższej analizy określono także kierunki migracji oraz możliwości akumulacji i/lub rozproszenia wytworzonych i podlegających ekspulsji ze skały macierzystej ropy naftowej i gazu ziemnego.

ZARYS BUDOWY GEOLOGICZNEJ OBSZARU BADAŃ

Rów lubelski znajduje się w południowo-wschodniej Polsce (Fig. 1) i jest wyznaczony przez pas wychodni podpermских lub podmezozoicznych, ograniczony od północnego zachodu strefą uskoku Grójca, a od południowego zachodu – strefą tektonicznej elewacji radomsko-kraśnickiej (Żelichowski 1972, 1983).

W analizowanej części rowu lubelskiego utwory karbonu są podścielone niekompletnymi utworami dewonu, a nadkład tworzą osady płatowo zachowanej jury oraz platformowo zalegające utwory kredy i czwartorzędu. Miąższość nadkładu w strefie Komarów – Terebin waha się od 100 do 1000 m (Waksmundzka 1998).

W południowo-wschodnim rejonie rowu lubelskiego, w okolicach Komarowa, miąższość utworów karbonu wynosi od około 500 do 1500 m, a ich profil jest niepełny. Pierwotny zasięg i miąższość utworów karbonu nie są znane, ponieważ uległy one intensywnej erozji, trwającej od stefanu po wczesną jurę. Erozja powestfalska doprowadziła do zredukowania młodszych ogniwi karbonu, a na obszarach tektonicznych elewacji usunęła osady aż do dewonu środkowego włącznie (Waksmundzka 1998).

Z wielu wprowadzanych schematów stratygraficznych dla utworów karbonu rowu lubelskiego (Kaczyński 1984, Porzycki 1988, Skompski 1998) wykorzystano tutaj najnowszy podział stratygraficzno-naftowy karbonu według Miłaczewskiego *et al.* (2005). Zastosowany schemat stratygraficzny utworów karbonu rowu lubelskiego opiera się na analizie sekwencji depozycyjnych i ich granic (Waksmundzka 2005). Skompski (1998) jako pierwszy zdefiniował w profilu karbonu Lubelszczyzny kompleksy oddzielone granicami izochronicznymi, które były wydzielone na podstawie badań biostratygraficznych. Na podstawie powyższego podziału Miłaczewski *et al.* (2005) wydzieliли cztery kompleksy litologiczno-stratygraficzne w utworach karbonu rowu lubelskiego: I – górnowiążeński kompleks morsko-paraliczny, II – wczesnonamurski kompleks paraliczny, III – środkowonamurski dolnowestfalski kompleks paraliczny, IV – środkowo- i górnowiążeński kompleks terygenicny.

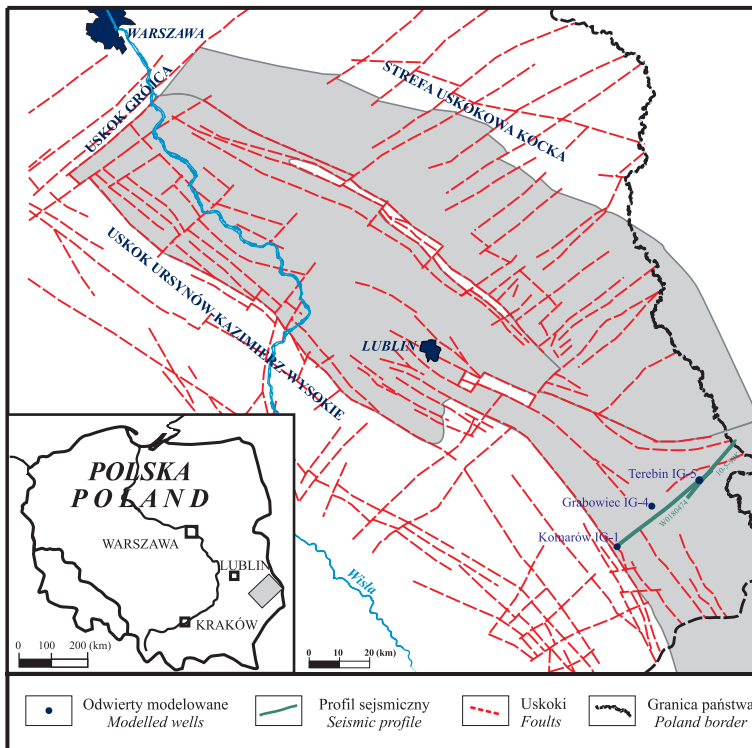


Fig. 1. Mapa zasięgu utworów karbonu rowu lubelskiego wraz z lokalizacją analizowanych profili odwiertów i przekrojami sejsmicznymi (Narkiewicz *et al.* 2005)

Fig. 1. Map of range of Carboniferous strata in the Lublin Trough with location of wells and cross-section (Narkiewicz *et al.* 2005)

Profil karbonu w badanej południowo-wschodniej części rowu lubelskiego tworzą kompleksy I, II i III, w których skład wchodzi utworów iłowcowe, klastyczne, węglanowe i fitogeniczne, a ich cechą charakterystyczną jest odwrócona, paraodwrócona oraz prosta cykliczność sedymentacji. Skały te przeławicają się wzajemnie i występują w zmiennych proporcjach. Kompleks I charakteryzuje się największym udziałem wapieni – od 10 do 62%, iłowce stanowią od 6 do 71% profilu litologicznego, dodatkowo występują w nim mułowce – od 6 do 65%, piaskowce – od 4 do 30%, i węgle – od 0,2 do 2%. Miąższość kompleksu I waha się od 200 do 340 metrów, a dolna granica wydzielenia jest nieciągła (Waksmundzka 2005). Wykształcenie litologiczne kompleksu II to iłowce – od 6 do 70%, mułowce – od 16 do 79%, piaskowce – od 2 do 28%, węgle – od 0,3 do 2%, i wapienie – od 1 do 29%. Miąższość utworów kompleksu II waha się od 215 do ponad 450 metrów, a jego dolna granica uznawana jest za izochroniczną (Waksmundzka 2005). Kompleks III to głównie piaskowce, które stanowią od 24 do 60% jego profilu, dodatkowo występują iłowce – od 4 do 35%, mułowce – od 16 do 57%, węgle – od 0,2 do 4%, i wapienie – od 0,3 do 4%. Miąższość tego kompleksu waha się od ponad 40 do 310 metrów (Waksmundzka 2005).

Na aktualną miąższość kompleksów miały wpływ zarówno czynniki syn-, jak i postsedymentacyjne. Miąższość utworów karbonu kompleksów I i II rośnie ku południowemu zachodowi, na co decydujący wpływ miało umiejscowienie w obrębie basenu sedymentacyjnego (Waksmundzka 2005). Brak utworów kompleksu IV i redukcja miąższości kompleksu III związane są z erozją i brakiem depozycji, która na obszarze Lubelszczyzny trwała od późnego karbonu po jurę i przyczyniła się do największej redukcji utworów karbonu na obszarze tektonicznych elewacji (centralna część rowu) oraz na obszarze podniesionej części platformy wschodnio-europejskiej (skrajnie południowo-wschodnia strefa rowu lubelskiego). Wielkość erozji w południowo-wschodniej części oszacowano na około 500 metrów (Waksmundzka 2005).

METODYKA MODELOWAŃ NUMERYCZNYCH

Modelowania procesów ropo- i gazotwórczych są metodą poszukiwań naftowych, która pozwala na identyfikację wytworzonych faz węglowodorowych i ich ekspulsji w wydzielonych metodami geochemicznymi poziomach skał macierzystych, podlegających dynamicznym procesom pogrążenia z przyrostem temperatury i ciśnienia w czasie ewolucji basenu sedymentacyjnego (Welte & Yalcin 1988). Zintegrowana analiza naftowa, jako podstawa numerycznych programów modelowań procesów gazo- i ropotwórczych, została szczegółowo przedstawiona w pracach m.in. Ungerera *et al.* (1990), Ungerera (1993), Poelchau *et al.* (1997).

Identyfikację faz węglowodorowych w skałach macierzystych karbonu w profilach odwiertów południowo-wschodniej części rowu lubelskiego przeprowadzono metodą jednowymiarowych modelowań numerycznych przy zastosowaniu pakietu oprogramowania BasinMod 1-D (BMRM 1D 2000). Czasowy i głębokościowy rozkład granic dojrzałości materii organicznej, któremu przypisano rozkład wytworzonych faz węglowodorowych w przedziale okna ropnego i gazowego oraz ilości powstałych węglowodorów ciekłych i gazowych oraz ich ekspulsji, to wynik przeprowadzenia modelowań numerycznych w profilu odwiertu.

Podstawą procedur tworzenia modelu koncepcyjnego (Poelchau *et al.* 1997, Botor & Kosakowski 2000) zintegrowanej analizy naftowej w programie BasinMod jest odtworzenie rozwoju geologicznego obszaru, którego elementy stratygrafii i litologii warstw oraz tektoniki i luk erozyjnych profilu osadowego są wyjściowymi parametrami konstrukcji wykresu pogrążenia poziomu macierzystego w warunkach przyrostu temperatury i ciśnienia.

Drugim niezbędnym elementem założeń wejściowych jest ewolucja termiczna obszaru. Warunki paleotermiczne dla kolejnych okresów sedymentacji i konsolidacji tektonicznej basenu były odtwarzane na podstawie korelacji pomierzonych wskaźników dojrzałości termicznej materii organicznej z gęstością strumienia cieplnego. Tak zrekonstruowana historia termiczna, oparta na współczesnym rozkładzie temperatur i gęstości strumienia cieplnego analizowanego obszaru (Karwasiecka & Wilk 2003), została wprowadzona na skalę termiczno-czasową wykresu pogrążenia. W tworzeniu wykresów pogrążania wykorzystano dane stratygraficzno-litologiczne profili badanych odwiertów (Wróbel 2005). Gra-

nice stratygraficzne wydzielonych poziomów litostratygraficznych permu i mezozoiku przyjęto według schematu tabeli stratygraficznej Gradsteina & Oggina (1995), a dla utworów karbonu – według Skompskiego (1998) i Miłaczewskiego *et al.* (2005).

Podstawą procedury tworzenia współczesnego modelu strukturalno-tektonicznego w dwuwymiarowych modelowaniach procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów, za pomocą programu BasinMod 2-D (BMRM 2-D 2000), były sekcje sejsmiczne ze zinterpretowanymi horyzontami i elementami tektoniki oraz dane stratygraficzne i litologiczne z profili leżących na przekroju sejsmicznym lub w jego pobliżu (Narkiewicz *et al.* 2005, Wróbel 2005). Przyjęte dane termiczne były zgodne z termiczno-erozyjnym modelem kalibracyjnym jednowymiarowych modeli generacyjnych. Położenie poziomów skał macierzystych przyjęto umownie w spągu wyróżnionych kompleksów karbonu, a ich ilościową charakterystykę geochemiczną zgodnie z wynikami badań analitycznych (Kotarba *et al.* 2005) i procedur wydzielenia skał macierzystych. Do powyższego schematu geologiczno-termicznego, w celu analizy rozprzodzenia wytworzonej masy węglowodorowej i ustalenia wielkości nasyceń przestrzeni porowej, wprowadzono również wyniki podstawowych badań petrofizycznych i hydrodynamicznych (Semyrka *et al.* 2005, Zawisza 2005).

Tak sporządzony model koncepcyjny modeli dwuwymiarowych został poddany procedurze kalibracyjnej poprzez dopasowanie kroku czasowego określającego liczbę iteracji oraz wielkość gridów. Zadanie to decyduje w głównej mierze o dokładności obliczeń i jakości odtworzonego obrazu basenu w trakcie jego ewolucji. W skalibrowanym i dopasowanym modelu dwuwymiarowym dokonano obliczenia wybranych parametrów ilościowych procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów.

WYDZIELENIE SKAŁ MACIERZYSTYCH UTWORÓW KARBONU NA PODSTAWIE CHARAKTERYSTYKI GEOCHEMICZNEJ

Zawartość węgla organicznego, typ genetyczny i stopień przeobrażenia materii organicznej oraz miąższość poziomów skał macierzystych wyznaczono we wszystkich kompleksach karbońskich w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-1 i Terebin IG-5 (Fig. 1).

W przyjętej metodyce ich wyznaczenia zastosowano kryterium minimalnej zawartości węgla organicznego dla utworów terygenicznych $\geq 0.5\%$ wag. TOC (Peters & Cassa 1994). W celu określenia ilości, potencjału węglowodorowego, typu genetycznego oraz stopnia przeobrażenia materii organicznej zdeponowanej w utworach karbonu południowo-wschodniej części rowu lubelskiego wykorzystano wyniki szczegółowych badań analitycznych geochemii organicznej (Kotarba *et al.* 2005, Wróbel 2005).

Charakterystykę geochemiczną kopalnej materii organicznej wykonano na podstawie o wyników analiz potencjalnych skał macierzystych z trzech odwiertów: Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5 w zakresie analizy pirolitycznej Rock-Eval, badań bituminologicznych w celu określenia zawartości bituminów i ich składu grupowego, analiz dystrybucji *n*-alkanów i izoprenoidów oraz wyników oznaczeń refleksyjności wityrnytu (Tab. 1).

Tabela (Table) 1

Charakterystyka geochemiczna i potencjał węglowodorowy utworów karbonu w południowo-wschodniej części rowu lubelskiego
Geochemical characteristics and hydrocarbon potential of Carboniferous strata in the southern-western part of Lublin Trough

Stratygrafia <i>Stratigraphy</i>	Kompleks I <i>Complex I</i>	Kompleks II <i>Complex II</i>	Kompleks III <i>Complex III</i>
Wskaźnik <i>Index</i>			
TOC [% wag.] / [% wt.]	$\frac{0.14 - 21.12}{2.8}$ (26)	$\frac{0.17 - 11.17}{1.58}$ (74)	$\frac{0.02 - 7.22}{1.01}$ (42)
T_{max} [°C]	$\frac{426 - 457}{442}$ (18)	$\frac{426 - 454}{437}$ (60)	$\frac{425 - 453}{433}$ (30)
R_r [%]	$\frac{0.75 - 1.05}{0.88}$ (6)	$\frac{0.63 - 0.86}{0.79}$ (11)	$\frac{0.57 - 0.83}{0.75}$ (7)
S_2 [mg HC/g skały/rock]	$\frac{0.17 - 113.1}{6.47}$ (20)	$\frac{0.06 - 28.31}{2.44}$ (64)	$\frac{0.13 - 28.26}{1.33}$ (34)
PI	$\frac{0.07 - 0.42}{0.21}$ (20)	$\frac{0 - 0.75}{0.14}$ (63)	$\frac{0 - 0.40}{0.09}$ (34)
HI [mg HC/g TOC]	$\frac{38 - 221}{79}$ (20)	$\frac{8 - 292}{92}$ (63)	$\frac{11 - 391}{62}$ (34)
OI [mg CO ₂ /g TOC]	$\frac{0 - 108}{23}$ (20)	$\frac{0 - 211}{30}$ (63)	$\frac{4 - 416}{64}$ (34)
WB [mg bit./g TOC]	$\frac{31 - 83}{56}$ (4)	$\frac{27 - 146}{74}$ (18)	$\frac{23 - 129}{66}$ (6)
Pristan/Fitan	1.76 (1)	$\frac{0.62 - 4.23}{2.12}$ (3)	$\frac{1.98 - 1.93}{1.91}$ (2)
Pristan/ <i>n</i> -C ₁₇	2.47 (1)	$\frac{0.28 - 5.58}{2.08}$ (3)	$\frac{1.70 - 3.18}{2.44}$ (2)
Fitan/ <i>n</i> -C ₂₀	0.63 (1)	$\frac{0.14 - 0.82}{0.38}$ (3)	$\frac{0.42 - 0.69}{0.55}$ (2)
Typ kerogenu <i>Kerogen type</i>	III	III/II	III/II
Stopień dojrzałości <i>Thermal maturity</i>	dojrzały <i>mature</i>	dojrzały <i>mature</i>	dojrzały <i>mature</i>
Potencjał / <i>Potential</i>	niski <i>low</i>	niski <i>low</i>	niski <i>low</i>

TOC – całkowita zawartość węgla organicznego; S_2 – rezydualny potencjał węglowodorowy; T_{max} – temperatura maksimum piksu S_2 ; PI – wskaźnik produktywności; HI – wskaźnik wodorowy; OI – wskaźnik tlenowy. Wielkości parametrów i wskaźników geochemicznych podane w liczniku oznaczają wartości minimalne i maksymalne, zaś w mianowniku – wartość średnią. Liczby w nawiasach oznaczają liczbę analizowanych próbek.

TOC – total organic carbon; S_2 – residual petroleum potential; T_{max} – temperature of maximum of S_2 peak; PI – production index; HI – hydrogen index; OI – oxygen index. Geochemical parameters and indices are given as minimum and maximum values (numerator) and mean values (denominator). Number of samples shown in brackets.

Ze względu na charakter litologiczny utworów karbonu rowu lubelskiego (warstwy piaskowców, iłowców, mułowców ze zmiennymi proporcjami w poszczególnych kompleksach) poziom skały macierzystej to suma cienkich warstewek i ławic ilastych, sprowadzonych do spągu danego kompleksu. Przy wyznaczaniu miąższości poziomów macierzystych brano pod uwagę przede wszystkim zawartość procentową iłowców w profilu poszczególnych kompleksów.

Profilowania geochemiczne w tych odwiertach (Fig. 2) umożliwiły wyznaczenie poziomów o ponadprogowej zawartości materii organicznej, jako potencjalnych do wytworzenia znaczących ilości węglowodorów. Wyznaczone przedziały miąższościowe o określonej zawartości materii organicznej są podstawą do ilościowej oceny faz węglowodorowych wytworzonych w procesach generowania i ekspulsji węglowodorów.

Charakterystyka geochemiczna wskazuje, że utwory karbońskie cechują się wysokimi średnimi zawartościami rozproszonej materii organicznej w profilach poszczególnych odwiertów; znajdują się w nich również laminy i soczewki węglowe, co dodatkowo predysponuje je do generowania znacznych ilości węglowodorów, zwłaszcza gazowych, ze względu na dominujący lądowy III typ kerogenu.

W utworach karbońskich występuje gazotwórcza materia organiczna (kerogen III typu) z lokalnymi wtrąceniami morskiej materii organicznej. Największy udział II typu kerogenu stwierdzono w utworach kompleksu II. Stopień przeobrażenia utworów karbonu zawiera się w przedziale od 0.6 do 1.1% w skali refleksyjności wityryny i wskazuje na rozwój procesów generacyjnych w fazie niskotemperaturowych przemian termokatalitycznych (Tab. 1).

W kompleksie I, badanym w profilach odwiertów Komarów IG-1 i Terebin IG-5, sumaryczna miąższość macierzystego kompleksu iłowcowego wynosi odpowiednio 20 m i 40 m. Średnie zawartości węgla organicznego w poziomach macierzystych karbońskiego kompleksu I wynoszą 1.2% wag. w profilu Komarów IG-1 i 1.0% wag. w profilu Terebin IG-5. W odwiercie Grabowiec IG-4, ze względu na brak opróbowania tego kompleksu, nie wydzielono poziomów skał macierzystych (Tab. 2).

W kompleksie II miąższość skał macierzystych waha się od 80 m w odwiercie Grabowiec IG-2 i Terebin IG-5 do 100 m w profilu Komarów IG-1 (Tab. 2), przy średniej zawartości TOC wynoszącej odpowiednio: 1.7, 2.0 i 1.5% wag.

Miąższość skał macierzystych w kompleksie III osiąga maksymalnie 65 m w profilu Grabowiec IG-4, w odwiercie Komarów IG-1 wynosi 50 m, a w Terebinie IG-5–30 m. Zawartość węgla organicznego w macierzystych utworach kompleksu III zawiera się w przedziale od 1 do 1.3% wag. (Tab. 2).

Utwory karbonu w południowo-wschodniej części rowu lubelskiego charakteryzują się dobrymi parametrami macierzystości. Największe miąższości karbońskich skał macierzystych oszacowano w profilach zlokalizowanych w osiowej części basenu: Komarów IG-1 i Grabowiec IG-4. Najwyższą średnią zawartość TOC stwierdzono w kompleksie II (Tab. 2).

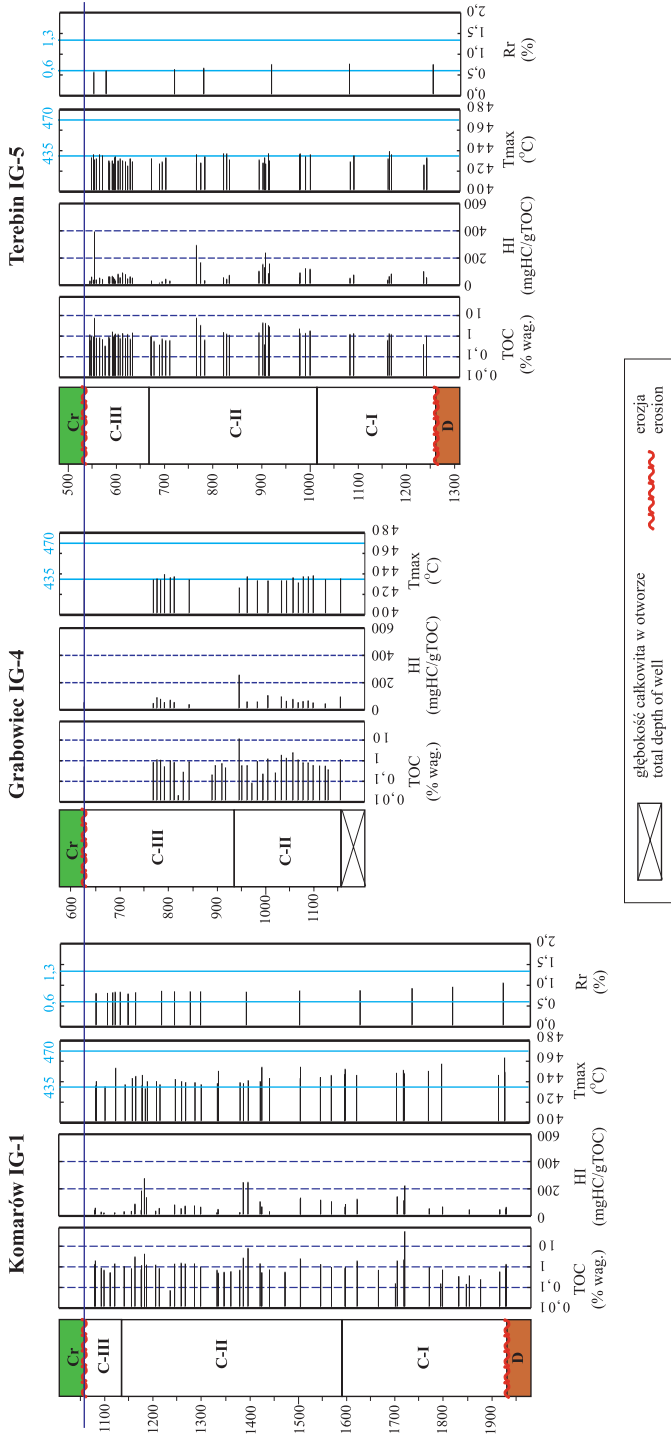


Fig. 2. Korelacja profilowań geochemicznych w profilach badanych odwiertów południowo-wschodniej części rowu lubelskiego. Cr – kreda, C-III – karboński kompleks III, C-II – karboński kompleks II, C-I – karboński kompleks I, D – dewon, TOC – całkowita zawartość węgla organicznego, HI – wskaźnik wodorowy, T_{max} – temperatura maksimum pików S_2 , R_r – refleksyjność wityritu

Fig. 2. Geochemical correlation in the testing profile wells of southern-western part of Lublin Trough. Cr – Cretaceous, C-III – Carboniferous III complex, C-II – Carboniferous II complex, C-I – Carboniferous I complex, D – Devonian, TOC – total organic carbon, HI – hydrogen index, T_{max} – temperature of maximum of S_2 peak, R_r – vitrinite reflectance

Tabela (Table) 2

Sumaryczna miąższość skał macierzystych i zawartość węgla organicznego w badanych utworach karbonu południowo-wschodniej części rowu lubelskiego

Total thickness and content of organic carbon in the Carboniferous source rocks in south-eastern part of Lublin Trough

Stratygrafia <i>Stratigraphy</i>	TOC [% wag.] / [% wt.]	MSM [m]
Komarów IG-1		
Kompleks I / <i>Complex I</i>	1.16	20
Kompleks II / <i>Complex II</i>	1.51	100
Kompleks III / <i>Complex III</i>	1.11	50
Grabowiec IG-4		
Kompleks II / <i>Complex II</i>	1.68	80
Kompleks III / <i>Complex III</i>	0.79	65
Terebin IG-5		
Kompleks I / <i>Complex I</i>	1.03	40
Kompleks II / <i>Complex II</i>	1.99	80
Kompleks III / <i>Complex III</i>	1.29	30

TOC – całkowita zawartość węgla organicznego; MSM – miąższość skały macierzystej.

TOC – total organic carbon; MSM – thickness of source rock.

JEDNOWYMIAROWE MODELOWANIA PROCESÓW GENEROWANIA I EKSPULSJI WĘGLOWODORÓW

Jednowymiarowe modelowania numeryczne pozwoliły na analizę procesów generowania i ekspulsji węglowodorów w obrębie utworów karbonu południowo-wschodniej części rowu lubelskiego. Zostały one przeprowadzone za pomocą programu BasinMod 1-D (BMRM 1-D 2000) i oparte na współczesnym układzie tektonicznym rowu lubelskiego (Narkiewicz *et al.* 2005). Warunki generacyjne utworów karbonu zostały odtworzone na podstawie analizy jego rozwoju geodynamicznego, jakościowej i ilościowej charakterystyki geochemicznej skał macierzystych oraz zmian pola termicznego. W powyższej rekonstrukcji wykorzystano profile litostratygraficzne odwiertów położonych wzdłuż przekroju geologicznego (Fig. 1).

Modelowania procesów generowania i ekspulsji węglowodorów w analizowanych profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5 pozwoliły na uzyskanie ilościowej charakterystyki tych procesów w zakresie: czasu i głębokość inicjacji oraz przebiegu procesów generowania oraz ekspulsji węglowodorów, stopnia transformacji kerogenu, stopnia wykorzystania potencjału węglowodorowego, wielkości wytworzonej masy węglowodorowej.

Założenia geologiczne i termiczne modelowań jednowymiarowych

Podstawowe warunki procesu generacyjnego, tj: czas i głębokość inicjacji procesu generowania i ekspulsji węglowodorów, stopień transformacji kerogenu, stopień wykorzystania potencjału genetycznego kerosenu, zostały uzyskane w wyniku dopasowania ewolucji geologicznej południowo-wschodniej części rowu lubelskiego poprzez kalibrację wielkości erozji powestfalskiej do pomierzonych parametrów dojrzałości termicznej kerogenu. Wybór możliwych odchyłek zarówno danych termicznych, jak i wielkości erozji oparto na pracach Burzewskiego *et al.* (1998), Batora *et al.* (2002), Karnkowskiego (2003) i Kosakowskiego *et al.* (2005). W przypadku braku wystarczającego dopasowania uzyskanej krzywej teoretycznej zmian dojrzałości kerogenu dokonywano zmian wielkości erozji, dla zbliżonego układu termicznego, aż do uzyskania najlepszego dopasowania krzywej teoretycznej do pomierzonych wartości dojrzałości kerogenu. Współczesne wartości strumienia ciepłego przyjęto za Karwasiecką & Wilkiem (2003), którzy wyliczyli, że wartości te w utworach karbonu wahają się od 40 do 60 mW/m².

Model termiczny okazał się bardziej wrażliwy na zmiany wielkości erozji niż na wielkości strumienia ciepłego. Dlatego dla uzyskania prawidłowego schematu przebiegu procesów generacyjnych przyjęto następujące wielkości erozji: w odwiercie Grabowiec IG-4 1200 m – w profilu odwiertu Komarów IG-1 – 1500 m, a w odwiercie Terebin IG-5 1900 m.

Wyniki jednowymiarowych modelowań procesów generowania i ekspulsji węglowodorów

Skomplikowana procedura kalibracji danych termicznych i geologicznych po zastosowaniu w aplikacji BasinMod 1-D wykazała, że karboński poziom skał macierzystych kompleksu I w odwiercie Komarów IG-1 uzyskał wstępną fazę dojrzałości termicznej (0.5–0.7% w skali R_r) z początkiem namuru B, przy pograżeniu około 950 metrów i temperaturze powyżej 90°C (Fig. 3). Główna faza dojrzałości termicznej okna ropnego (0.7–1.0% w skali R_r) została osiągnięta w westfalu A, przy głębokości pograżenia rzędu 1700 metrów (Fig. 3). Fazę końcową dojrzałości (1.0–1.3% w skali R_r) skały macierzyste kompleksu I w profilu odwiertu Komarów IG-1 uzyskały w westfalu A (Fig. 3). W profilu Terebin IG-5 skały macierzyste kompleksu I osiągnęły przedział wczesnej i głównej fazy dojrzałości w westfalu A, na głębokości pograżenia powyżej 1800 metrów (Fig. 3).

Skały macierzyste kompleksu II osiągnęły wstępną fazę dojrzałości termicznej w przedziale czasowym westfalu A, we wszystkich analizowanych profilach odwiertów, przy maksymalnej wielkości pograżenia od poniżej 1140 m w profilu odwiertów Komarów IG-1 i Grabowiec IG-4 do 1800 metrów w profilu odwiertu Terebin IG-5 i temperaturze powyżej 90°C (Fig. 3). Główna faza dojrzałości termicznej okna ropnego została osiągnięta w środkowym westfalu A, przy krytycznej głębokości pograżenia rzędu 1700 metrów jedynie w profilach Komarów IG-1 i Grabowiec IG-4 (Fig. 3).

W żadnym z profili analizowanych odwiertów karbońskie skały macierzyste kompleksu II nie uzyskały końcowej fazy dojrzałości okna ropnego (Fig. 3).

Skały macierzyste kompleksu III w całym badanym obszarze uzyskały zaledwie przedział początkowej fazy dojrzałości kerogenu okna ropnego w westfalu A (Fig. 3).

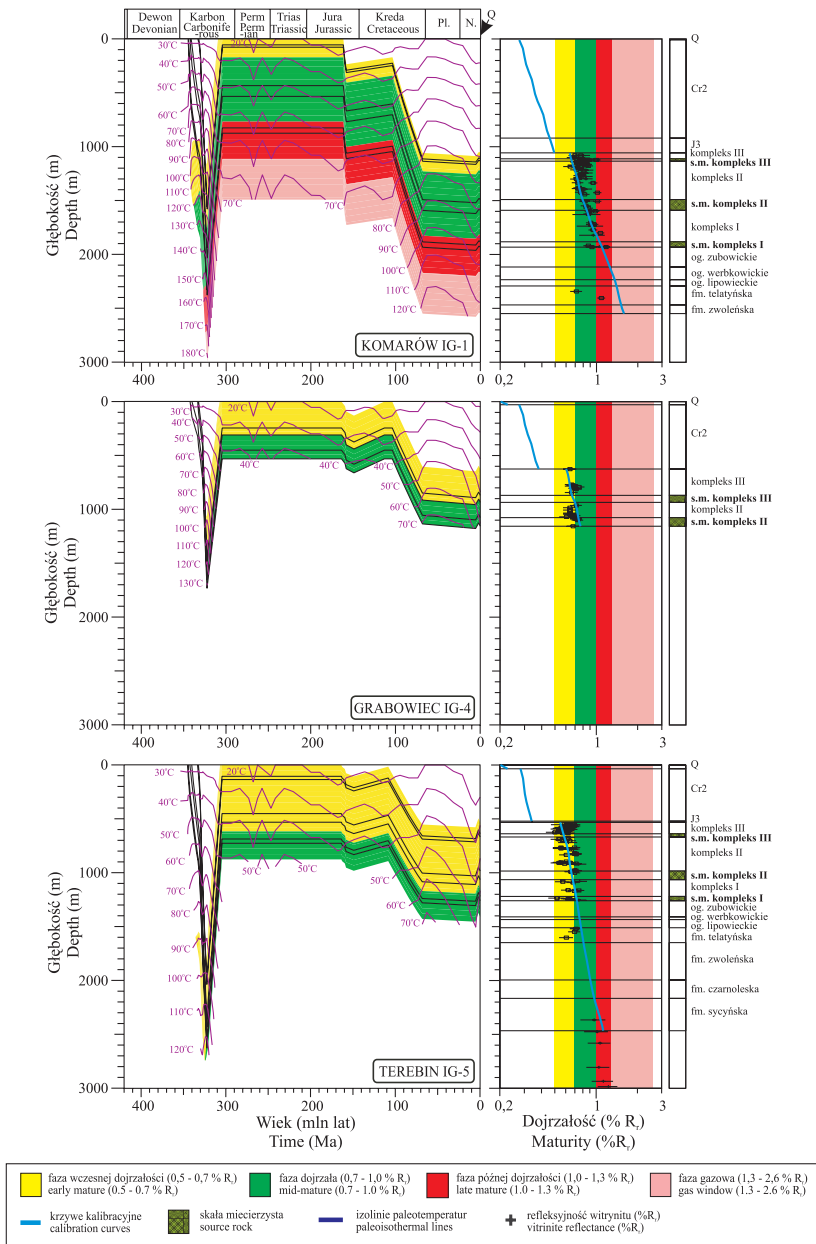


Fig. 3. Krzywe pograżania wydzielonych poziomów macierzystych utworów karbonu z przedziałami dojrzałości termicznej kerogenu w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5: Pl. – paleogen, N. – neogen, Q – czwartorzęd, s.m. – skała macierzysta

Fig. 3. Burial history curves of Carboniferous source rocks with thermal maturity zones in Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 and Terebin IG-5 wells: Pl. – Paleogene, N. – Neogene, Q – Quaternary, s.m. – source rock

Erozja powestfalska i brak ciągłej pokrywy permsko-mezozoicznej spowodowały zatrzymanie przyrostu dojrzałości kerogenu w poziomach skał macierzystych karbonu w strefie Komarów – Terebin południowo-wschodniej Lubelszczyzny.

Uzyskany stopień dojrzałości termicznej w profilach badanych odwiertów spowodował osiągnięcie stopnia transformacji kerogenu od poniżej 10% w kompleksie III do około 60% w kompleksie I (Fig. 4).

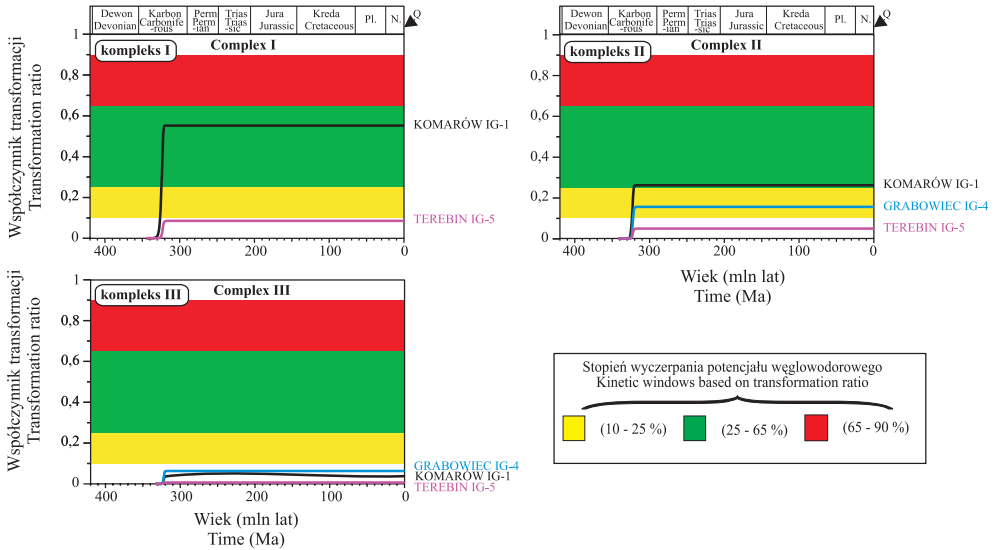


Fig. 4. Stopień transformacji kerogenu w zależności od czasu w utworach macierzystych karbonu w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5: Pl. – paleogen, N. – neogen, Q – czwartorzęd

Fig. 4. Transformation ratio of kerogen as a function of time in Carboniferous source rocks in Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 and Terebin IG-5 wells: Pl. – Paleogene, N. – Neogene, Q – Quaternary

Modelowanie kinetyczne warunków generowania węglowodorów wykazało, że skały macierzyste karbonu weszły w fazę generowania węglowodorów tylko w profilach Komarów IG-1 i Grabowiec IG-4. Wyniki modelowań kinetycznych wskazały, że skały macierzyste kompleksu I w profilu odwiertu Komarów IG-1 osiągnęły przedział generacyjny głównej fazy ropnej z wykorzystaniem 25–65% potencjału generacyjnego, a skały macierzyste kompleksu II osiągnęły wczesną fazę generacyjną z wykorzystaniem 10–25% potencjału generacyjnego (Fig. 5). Natomiast w profilu odwiertu Grabowiec IG-4 w przedział wczesnej fazy generacyjnej weszły tylko skały macierzyste kompleksu II (Fig. 5). Procesy te zachodziły w całym westfalu A (Fig. 5). W profilu odwiertu Terebin IG-5 skały macierzyste karbonu w przyjętych warunkach termiczno-erozyjnych nie uzyskały przedziału generacyjnego fazy wczesnej, podobnie jak kompleks III w żadnym z profili analizowanych odwiertów.

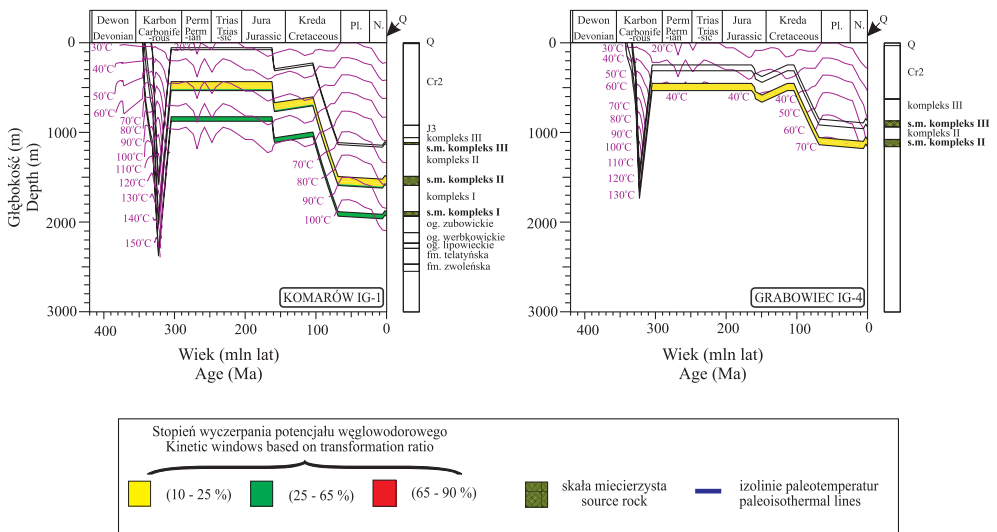


Fig. 5. Identyfikacja faz węglowodorowych w kryteriach kinetycznej transformacji kerogenu karbońskich poziomów skał macierzystych w profilach odwiertów Komarów IG-1 i Grabowiec IG-4: Pl. – paleogen, N. – neogen, Q – czwartorzęd, s.m. – skała macierzysta

Fig. 5. Burial history curves of Carboniferous source rocks with kinetic windows based on transformation ratio in Komarów IG-1 and Grabowiec IG-4 wells: Pl. – Paleogene, N. – Neogene, Q – Quaternary, s.m. – source rock

Obliczone na podstawie przeprowadzonej analizy naftowej wielkości potencjału generacyjnego karbonu wynoszą: w kompleksie I – od $0.52 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3$ skały macierzystej (s.m.) w profilu odwiertu Terebin IG-5 do $4.44 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3$ s.m. w profilu Komarów IG-1, a w kompleksie II – od $0.59 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3$ s.m. w Terebinie IG-5 do $2.62 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3$ s.m. w profilu odwiertu Komarów IG-1 (Fig. 6). W kompleksie III niski stopień transformacji kerogenu spowodował wytworzenie jedynie śladowych ilości węglowodorów (Fig. 6).

DWUWYMIAROWE MODELOWANIA PROCESÓW GENEROWANIA, EKSPULSJI I MIGRACJI WĘGLOWODORÓW

Modelowania procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów przeprowadzono wzdłuż przekroju poprzecznego w południowo-wschodniej części rowu lubelskiego za pomocą programu BasinMod 2-D (BMRM 2-D 2000). Analizowany przekrój oparto na profilach sejsmicznych K0100590 i W0180474 o łącznej długości około 50 km (Fig. 1).

Dwuwymiarowa analiza procesów ropo- i gazotwórczych uzupełnia modelowania 1-D w profilu odwiertu o czas, miejsce i wielkość ekspulsji węglowodorów, czas i kierunek migracji ropy i gazu, czas, miejsce i wielkość akumulacji i/lub rozproszenia masy węglowodorowej.

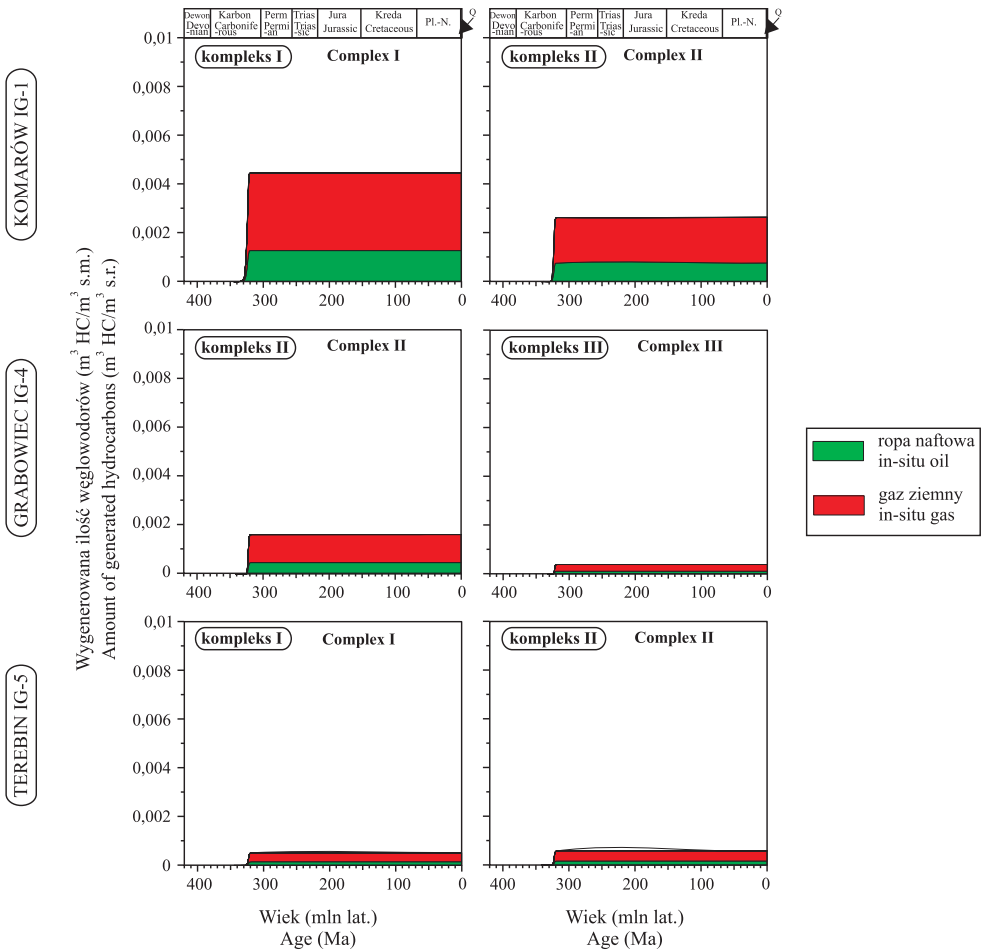


Fig. 6. Ilość węglowodorów wygenerowanych z poziomów skał macierzystych karbonu w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5: Pl. – paleogen, N. – neogen, Q – czwartorzęd

Fig. 6. Amount of generated hydrocarbons from Carboniferous source rocks in Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 and Terebin IG-5 well: Pl. – Paleogene, N. – Neogene, Q – Quaternary

Wprowadzenie danych wejściowych i kompilacja modelu geologiczno-geochemicznego

Analizowany przekrój ograniczony jest dwoma uskokami: od południowego zachodu, w okolicy odwiertu Komarów IG-1, głębokim, rozcinającym profil dewonu i karbonu, a od północnego wschodu – uskokiem znajdującym się za odwiertem Terebin IG-5. Przekrój geologiczny obejmuje utwory od ordowiku po czwartorzęd (Fig. 7). Utwory karbonu zostały rozdzielone zgodnie z przyjętym podziałem litostratygraficznym (Miłaczewski *et al.* 2005). Sumaryczna miąższość utworów ordowiku i syluru na analizowanym przekroju waha się od

560 m na północnym wschodzie do 1200 m na południowym zachodzie. W obrębie utworów dewonu wydzielono dolnodewońską formację sycyńską o miąższości od 150 m na południowym zachodzie do 900 m na północnym wschodzie, czarnolesską o miąższości odpowiednio od 60 do 530 m i zwoleńską o miąższości od 340 do 560 m. Devon środkowy reprezentuje formacja telatyńska o miąższości od 130 do 240 m, a dewon górny – trzy ogniwa o następującej miąższości: lipowieckie od 70 do 170 m, werbkowickie od 80 do 100 m i zubowieckie od 100 do 120 m. Na utworach dewonu niezgodnie zalegają osady karbonu. Karbońskie kompleksy I i II są obserwowane na całej długości analizowanego przekroju, natomiast kompleks III zachował się jedynie w postaci cienkiego płata w jego centralnej części (Fig. 7). Kompleks IV został całkowicie zerodowany. Miąższość kompleksu I wynosi od 320 m na południowym zachodzie do 220 m na północnym wschodzie, miąższość kompleksu II, odpowiednio, od 1140 do 200 m, a miąższość kompleksu III – od 80 m do 350 m. Erozja i okresy niedepozycji spowodowały, że na utworach karbońskich zalegają w formie nieciągłej pokrywy utwory jury. Osady kredy górnej i czwartorzędu tworzą ciągłą pokrywę na całym obszarze. Miąższość nadkładu mezozoicno-kenozoicznego wynosi od 90 do 670 m.

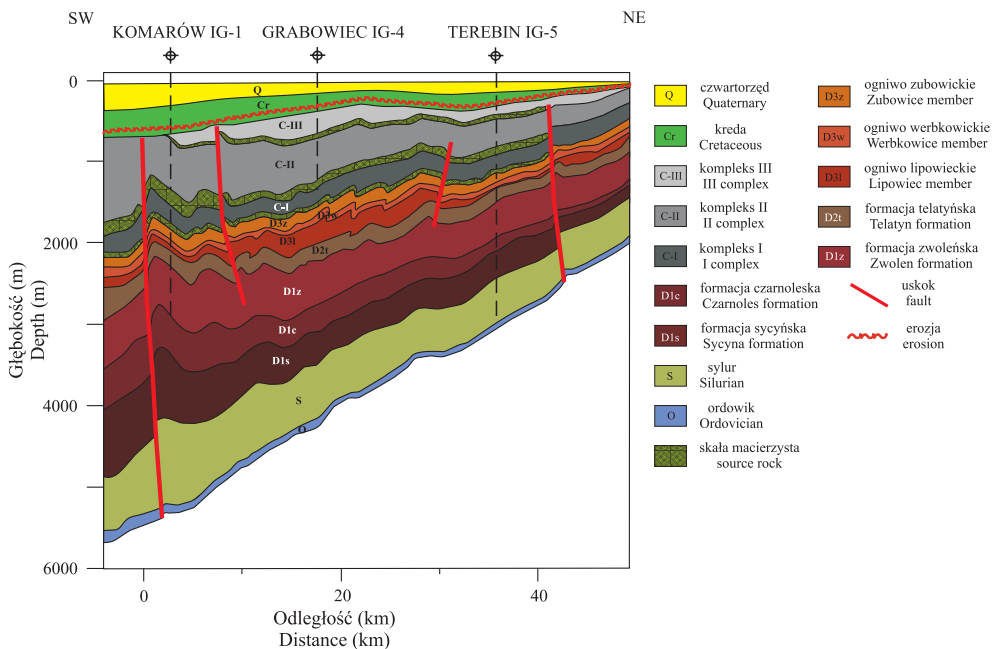


Fig. 7. Schematyczny przekrój Komarów – Terebin z wydzielonymi skałami macierzystymi w obrębie utworów karbonu, wykorzystany do modelowań dwuwymiarowych

Fig. 7. Komarów – Terebin cross-section with Carboniferous source rocks utilized to 2-D modelling

Zgodnie z założeniami geologicznymi z jednowymiarowych modelowań generacyjnych w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5 przyjęto w analizowanej południowej części rowu lubelskiego erozję powestfalską rzędu 2000 m trwającą od końca westfalu D (307 mln lat) do początku permu (290 mln lat). Powyższy

model uzupełniono wynikami badań petrofizycznych i hydrodynamicznych (Semyrka *et al.* 2005, Zawisza 2005).

Przyjęto następujące współczesne warunki modelu termicznego: średnia temperatura powierzchniowa 8°C, wielkość strumienia ciepłego 60 mW/m², natomiast model paleotermiczny ustalono na podstawie z modelowań jednowymiarowych.

Położenie i miąższość skał macierzystych karbonu wraz z geochemicznymi parametrami skalującymi (zawartość węgla organicznego, typ genetyczny, stopień dojrzałości i pierwotny potencjał węglowodorowy), podobnie jak w modelowaniach jednowymiarowych, przyjęto zgodnie z rozpoznaniem geochemicznym (Tab. 2). Wyróżnione poziomy skał macierzystych, ze względu na ogólny układ strukturalno-tektoniczny, wydzielono w czterech odrębnych strefach międzyuskokowych. Pierwsza strefa rozciąga się od południowo-zachodniej krawędzi przekroju do uskoku tnącego utwory karbonu, dewonu i starsze w rejonie odwiertu Komarów IG-1, druga rozciąga się do uskoku tnącego utwory karbonu i częściowo dewonu za odwiertem Komarów IG-1 (Fig. 7). Strefa trzecia rozciąga się do uskoku obejmującego utwory dewonu dolnego, środkowego i karbonu w rejonie odwiertu Terebin IG-5, a czwarta to rejon Terebina IG-5 do głębokiego uskoku na północno-wschodnim krańcu przekroju (Fig. 7). W strefie pierwszej i drugiej wielkości skalujące skały macierzyste karbonu zostały przyjęte z profilu odwiertu Komarów IG-1, a w strefie trzeciej miąższości skał macierzystych oraz ich charakterystyka geochemiczna – z profilu odwiertu Grabowiec IG-4. Ostatnią, czwartą strefę charakteryzowały dane geologiczne i geochemiczne z profilu odwiertu Terebin IG-5 (Fig. 7). W przypadku kompleksu III w rejonie Grabowca IG-4 i Terebina IG-5 przyjęto uśrednione wartości zawartości węgla organicznego i miąższości z ww. odwiertów. Z powodu braku opróbowania kompleksu I w profilu odwiertu Grabowiec IG-4 w modelowaniach dwuwymiarowych przyjęto w tym rejonie wielkości charakteryzujące skałę macierzystą z profilu Terebin IG-5.

Wyniki dwuwymiarowych modelowań procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów

Współczesny rozkładu temperatur wskazuje, że warunek progowy dojrzałości do generowania węglowodorów mogły uzyskać utwory kompleksu I i spągowe partie kompleksu II (Fig. 8). Analiza wskaźników dojrzałości termicznej wskazuje jednoznacznie, że dojrzałość do generowania uzyskały również częściowo utwory kompleksu III. Rekonstrukcja zmian dojrzałości termicznej wykonana metodą forward wykazała, że maksymalne warunki pogrążenia i temperatury utwory młodszego paleozoiku uzyskały z końcem karbonu, przed erozją powestfalską (Fig. 8). Warunek progowy dojrzałości do generowania węglowodorów został osiągnięty w niemal całym profilu karbonu, jednak tylko w południowo-zachodniej i centralnej strefie przekroju osiągnął fazę mezokatagenezy w stadium MC3 (Ammosov *et al.* 1980) (Fig. 8). W części północno-wschodniej analizowanej strefy rowu lubelskiego, w rejonie odwiertu Terebin IG-5, spągowe partie utworów karbonu uzyskały dojrzałość jedynie w fazie początku okna ropnego (Fig. 8). Uzyskany w analizie dojrzałościowej rozkład paleotemperatur gwarantuje powstawanie faz węglowodorowych w całym profilu karbonu w południowo-zachodniej i centralnej części analizowanego przekroju rowu lubelskiego, a w jego północno-wschodniej części – bez partii stropowych karbonu (Fig. 8).

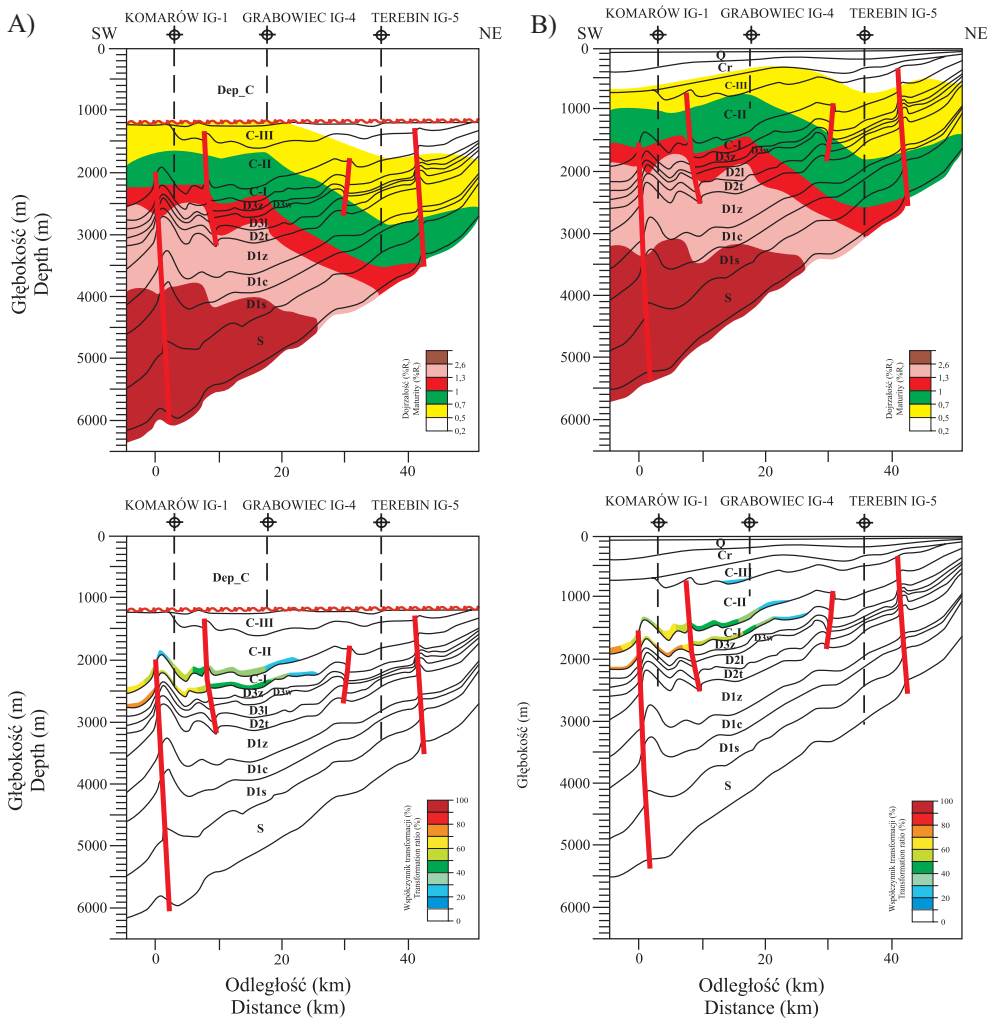


Fig. 8. Rozkład dojrzałości w utworach paleozoiczno-mezozoicznych i współczynnika transformacji kerogenu w skałach macierzystych karbonu wzdłuż przekroju Komarów –Terebin otrzymany w wyniku modelowań dwuwymiarowych: na koniec karbonu – przed inwersją powestfalską (A) i współczesny (B). Dep_C – usunięte erozyjnie utwory karbonu. Objasnienia skrótów na figurze 7

Fig. 8. Maturity distribution in Paleozoic-Mesozoic strata and transformation ratio of kerogen of Carboniferous source rock along Komarów – Terebin cross-section from 2-D modelling: on the end of Carboniferous – before post-Westphalian inversion (A) and present (B). Dep_C – removal by erosion Carboniferous strata. Explanation of abbreviations in figure 7

Powyższa dojrzałość została uzyskana z końcem karbonu, przed erozją powestfalską, a osiągnięty stopień transformacji kerogenu wyniósł od około 20% w spagu kompleksu III do ponad 70% w spagu kompleksów II i I (Fig. 8).

Rekonstrukcja procesu generowania węglowodorów wzdłuż przekroju Komarów – Terebin, przy przyjętej obecności kerogenu III typu w profilu karbonu, wykazała, że został on zainicjowany w poziomie skał macierzystych kompleksu I z początkiem wesfału A i zakończył się przed erozją powestfalską. Skały macierzyste tego kompleksu wydatkowały sumarycznie do 100 mg/g TOC (Fig. 9).

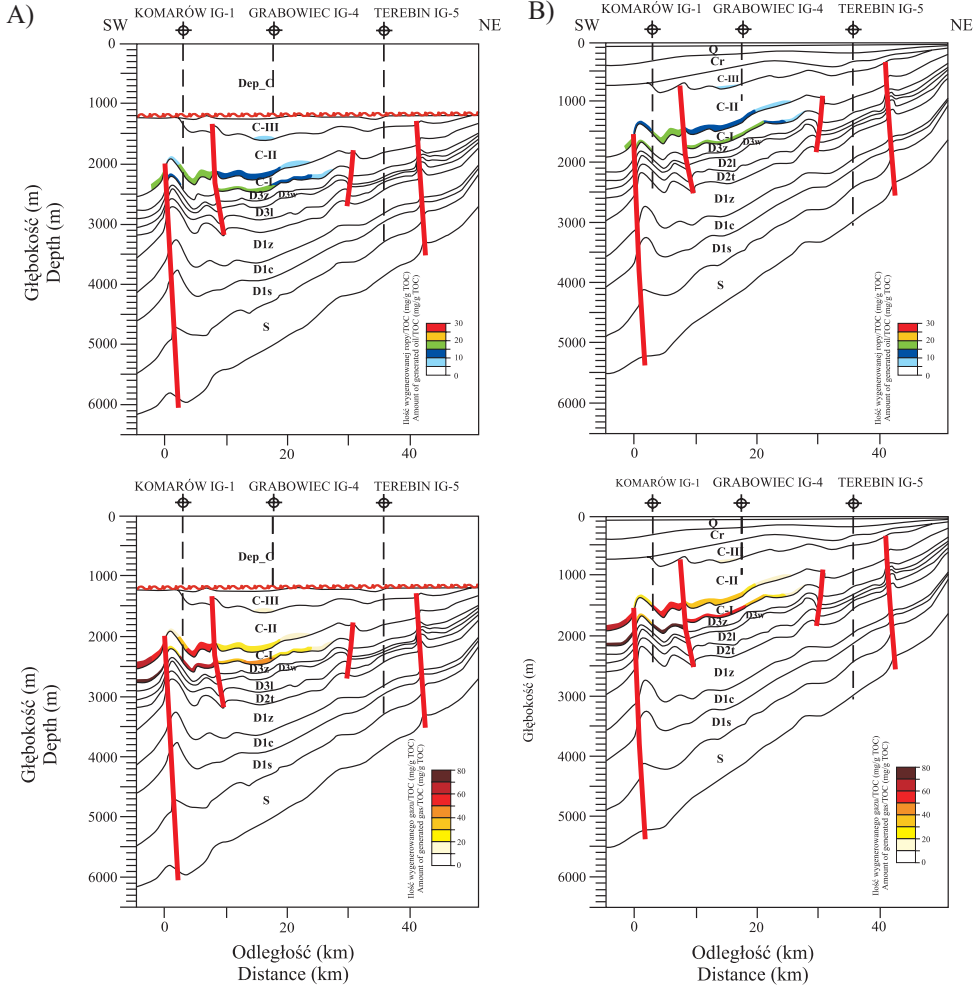


Fig. 9. Sumaryczna ilość ropy naftowej oraz gazu ziemnego wygenerowana ze skał macierzystych karbonu wzdłuż przekroju Komarów – Terebin otrzymana w wyniku modelowań dwuwymiarowych: na koniec karbonu – przed inwersją powestfalską (A) i współczesny (B). Dep_C – usunięte erozyjnie utwory karbonu. Objasnienia skrótów na figurze 7

Fig. 9. Total amount of oil and gas generated from Carboniferous source rocks along Komarów – Terebin cross-section from 2-D modelling: on the end of Carboniferous – before post-westphalian inversion (A) and present (B). Dep_C – removal by erosion Carboniferous strata. Explanation of abbreviations in figure 7

Skały macierzyste kompleksu II weszły w fazę generowania węglowodorów również w westfalu A, osiągając przed erozją powestfalską 70% stopień wygenerowania węglowodorów i wydatkując sumarycznie do 70 mg HC/g TOC (Fig. 9).

Wytworzona w poziomach skał macierzystych masa węglowodorowa uległa ekspulsji tylko do poziomów piaskowcowych w obrębie danego wydzielenia stratygraficznego. Erozja i długi okres niedepozycji spowodowały regionalne rozproszenie węglowodorów do stref wychodni karbońskich na powierzchnię podmezozoiczną. Migracja z poziomów skał macierzystych karbonu została zainicjowana w westfalu C-D, a masa węglowodorowa przekazana do migracji została wtedy przemieszczona w kierunku północno-wschodnim i wschodnim, gdzie została najprawdopodobniej rozproszona w wyniku regionalnego odsłonięcia utworów karbonu. Tylko śladowe ilości węglowodorów zostały zatrzymane w przestrzeni porowej skał karbonu (Fig. 10). Ilość gazu nasycającego przestrzeń porową skał karbońskich kompleksów I i II w strefie uskokowej w pobliżu Komarowa IG-1 i w centralnej części analizowanej strefy szacuje się na około $5 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3$ skały (Fig. 10). Jest to wymiar niepodlegający klasyfikacji, przy dokumentowaniu złóż ropy i gazu ziemnego (Niec (red.) 2002). W rejonie Komarowa odkryto niewielkie złożo gazu w dewonie (Kaczyński 2005, Helcel-Weil & Dziegielowski 2003), można więc założyć, że karbońskie skały macierzyste mogły odegrać podrzędną rolę w tworzeniu akumulacji węglowodorowych w tym rejonie.

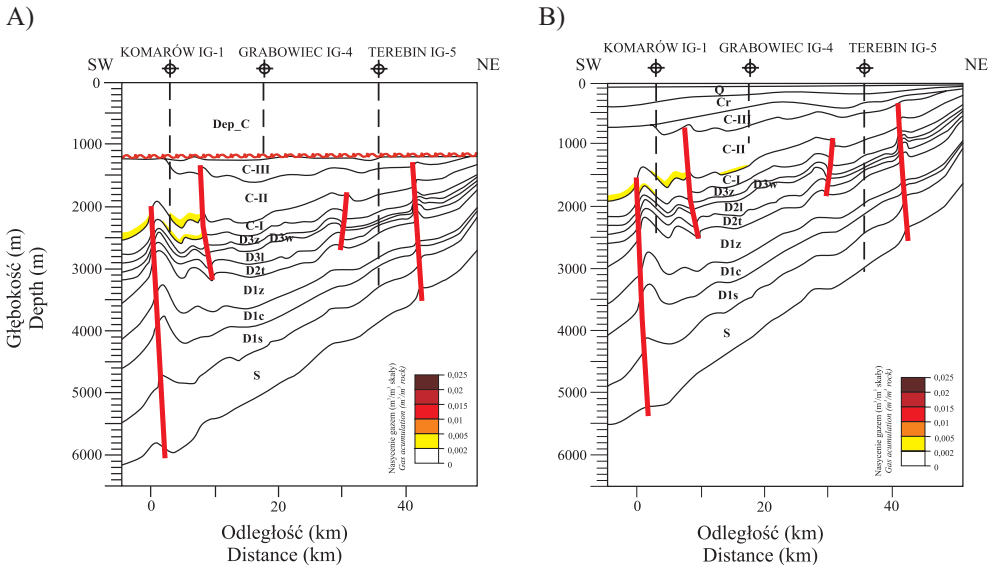


Fig. 10. Rozkład sumarycznego nasycenia gazem wzdłuż przekroju Komarów – Terebin otrzymany w wyniku modelowań dwuwymiarowych: na koniec karbonu przed inwersją powestfalską (A) i współczesny (B). Dep_C – usunięte erozyjnie utwory karbonu. Objasnienia skrótów na figurze 7

Fig. 10. Total amount of gas accumulation along Komarów – Terebin cross-section from 2-D modelling: on the end of Carboniferous – before post-westphalian inversion (A) and present (B). Dep_C – removal by erosion Carboniferous strata. Explanation of abbreviations in figure 7

PODSUMOWANIE

Analizę generacyjną utworów karbonu w południowej części rowu lubelskiego wykonano na podstawie wyników modelowań jednowymiarowych w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5 oraz dwuwymiarowych wzdłuż przekroju geologicznego, opartego o zinterpretowane sekcje sejsmiczne K0100590 i W0180474 (Fig. 1).

Badania geochemiczne wykazały obecność skał macierzystych we wszystkich trzech wyróżnionych kompleksach litostratygraficznych karbonu na analizowanym obszarze. Na podstawie wykonanej charakterystyki geochemicznej wydzielonych skał macierzystych przeprowadzono modelowania numeryczne w profilach odwiertów Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 i Terebin IG-5. Stwierdzono, że inicjacja procesów generowania węglowodorów z wejściem w fazę główną nastąpiła przed inwersją powestfalską. Wydźwignięcie obszaru rowu lubelskiego i jego erozja zahamowały rozwój procesów generacyjnych, bez ich późniejszego wznowienia. Ilość wytworzonej masy węglowodorowej, w kryteriach jednostkowego potencjału generacyjnego, wyniosła ponad $4 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3 \text{ s.m.}$ w kompleksie I i około $3 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3 \text{ s.m.}$ w kompleksie II. W kompleksie III wytworzyły się jedynie minimalne ilości węglowodorów.

Analiza procesów generowania węglowodorów przeprowadzona przy użyciu modelowań dwuwymiarowych wzdłuż przekroju Komarów – Terebin wykazała, że najkorzystniejsze warunki do tworzenia gazu ziemnego skały macierzyste karbonu uzyskały w rejonie Komarowa, w południowo-zachodniej części analizowanego przekroju, a rozpródnienie wytworzonej masy węglowodorowej następowało strefami uskokowymi. Powyższy proces trwał od początku westfalu A aż po jurę górną. Węglowodory w pierwszym etapie migracji zostały rozproszone na podpermskiej powierzchni erozyjnej, w wyniku ścięcia erozyjnego karbonu w czasie inwersji powestfalskiej. Jedynie w sprzyjających warunkach geologicznych np. w antyklinalnym wypiętrzeniu w strefie międzyuskokowej w okolicach Komarowa, skały zbiornikowe kompleksu I mogły zatrzymać nieznaczną część wytworzonych węglowodorów.

Przeprowadzona analiza naftowa w utworach karbonu południowo-wschodniej części rowu lubelskiego wykazała, że intensywna erozja w paleozoiku rozformowała potencjalne pułapki złożowe, a brak regionalnego uszczelnienia mezozoicznego pozwolił na rozproszenie resztkowych węglowodorów.

LITERATURA

- Ammosow I.I., Gorszkow W.I. & Greczisznikow N.P., 1980. *Paleotemperatury preobrazowania nieftigazonosnych otlozenij*. Izdanie „Nauka”, Moskwa.
- BMRM 1-D, 2000. *BasinMod™ 1-D Reference Manual*. Platte River Association, Boulder, Colorado.
- BMRM 2-D, 2000. *BasinMod™ 2-D Reference Manual*. Platte River Association, Boulder, Colorado.
- Botor D. & Kosakowski P., 2000. Zastosowanie modelowań numerycznych do rekonstrukcji paleotemperatur i procesów generowania węglowodorów. *Przegląd Geologiczny*, 48, 2, 154–161.

- Botor D., Kotarba M. & Kosakowski P., 2002. Petroleum generation in the Carboniferous strata of the Lublin Through (Poland): an integrated geochemical and numerical modelling approach. *Organic Geochemistry*, 33, 4, 461–476.
- Burzewski W., Kotarba M.J., Botor D., Kosakowski P. & Słupczyński K., 1998. Modelowanie procesów generowania i ekspulsji węglowodorów w utworach młodszego paleozoiku obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 165, 273–284.
- Helcel-Weil M. & Dziegielowski J., 2003. Basen lubelski – wyniki złożowe dotychczasowych prac i ich znaczenie dla dalszych poszukiwań. *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 764–770.
- Gradstein F.M. & Ogg J.G., 1995. A Phanerozoic time scale. *Episodes*, 19, 1, 2, 3–5.
- Kaczyński J., 1984. Perspektywy ropo-gazonośności Lubelszczyzny. *Przegląd Geologiczny*, 6, 330–333.
- Kaczyński J., 2005. Podsumowanie geologii rozpoznanych złóż i przejawów węglowodorów w rowie lubelskim. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Karnkowski P.H., 2003. Karboński etap rozwoju basenu lubelskiego, jako główne stadium generacji węglowodorów w utworach młodszego paleozoiku Lubelszczyzny – wyniki modelowań geologicznych (PetroMod). *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 783–790.
- Karwasiecka M. & Wilk S., 2003. Wyniki badań gęstości strumienia ciepłego Ziemi w obszarze Lubelskiego Zagłębia Węglowego. *Wiertnictwo Nafta Gaz* (rocznik AGH), 20, 1, 111–120.
- Kotarba M.J., Więclaw D., Kosakowski P., Kowalski A. & Kowalski T., 2005. Skały macierzyste. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Kosakowski P., Wróbel M., Kotarba M. & Burzewski W., 2005. Numeryczne modelowanie procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów w utworach młodszego paleozoiku rowu. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Miłaczewski L., Narkiewicz M. & Waksmundzka M.I., 2005. Podstawowy podział stratygraficzno-naftowy. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Narkiewicz M., Krzywiec P. & Miłaczewski L., 2005. Budowa geologiczna – tektonika. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Nieć M. (red.) 2002. *Zasady dokumentowania złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu w pokładach węgla*. Ministerstwo Środowiska, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych, Komisja Zasobów Kopalin, Warszawa.

- Peters K.E. & Cassa M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. W: Magoon L.B. & Dow W.G. (eds), *The Petroleum System – from source to trap*, *AAPG Memoir*, 60, 93–120.
- Poelchau S., Baker D.R., Hantschel T.H., Horsfield B. & Wygrala B., 1997. Basin simulation and the design of conceptual basin model. W: Welte D.H., Horsfield B. & Baker D.R. (eds), *Petroleum and Basin Evolution*, Springer-Verlag, Berlin, 3–62.
- Porzycki J., 1988. Charakterystyka litologiczno-sedymentologiczna karbonu. W: Dembowski Z. & Pyrzycki J. (red.), *Karbon Lubelskiego Zagłębia Węglowego*, *Prace Instytutu Geologicznego*, 122, 40–76.
- Smyrka R., Jarzyna J., Bała M., Papiernik B., Kaźmierczuk-Kotuła M., Machowski G., Przysaś G., Wawrzyniak K & Zajac A., 2005. Charakterystyka skał zbiornikowych na podstawie wyników badań laboratoryjnych i profilowań geofizyki otworowej. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Skompski S., 1998. Regional and global chronostratigraphic correlations levels in the late Viséan to Westphalian succession of the Lublin Basin (SE Poland). *Geological Quarterly*, 42, 2, 121–130.
- 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. *Bulletin AAPG*, 74, 3, 309–335.
- Ungerer P., 1993. Modelling of petroleum generation and expulsion – an update to recent reviews. W: Dore A.G. (ed.), *Basin Modelling: Advances and Applications*, *NPF Special Publication 3*, Elsevier, Amsterdam, 219–232.
- Welte D.H. & Yalcin M.N., 1988. Basin modelling – a new comprehensive method in petroleum geology. *Organic Geochemistry*, 13, 141–151.
- Waksmundzka M.I., 1998. Architektura depozycyjna basenu karbońskiego Lubelszczyzny. W: Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, Warszawa, 165, 89–100.
- Waksmundzka M.I., 2005. Architektura depozycyjna karbonu. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).
- Wróbel M., 2005. *Modelowanie procesów generowania i ekspulsji węglowodorów w utworach karbonu wybranych profili rowu lubelskiego (rejon Komarowa)*. Biblioteka WGGiOŚ, AGH, Kraków (praca magisterska).
- Zawisza L., 2005. Zestawienie i przetworzenie wyników opróbowań poziomów zbiornikowych dla ustalenia wielkości ciśnień złożowych i gradientów ciśnień w analizowanych profilach odwiertów. W: Narkiewicz M. & Kotarba M.J. (red.), *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy poszukiwawcze*, Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego, Warszawa (praca niepublikowana).

- Żelichowski A.M., 1972. Rozwój budowy geologicznej obszaru między Górami Świętokrzyskimi i Bugiem. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, 263, 1–97.
- Żelichowski A.M., 1983. Tektonika niecki brzeżnej i jej podłoża między Warszawą a Dęblinem w strefie uskoku Grójca. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, 344, 199–224.

Summary

Results of geochemical analyses provided to assign the Carboniferous source rocks in profiles of Komarów IG-1, Grabowiec IG-4 and Terebin IG-5 wells (Figs 1, 2, Tabs 1, 2). On the basis of quality and quantity source rocks and geological and thermal assumptions, numerical modelling revealed that the early to main phase of hydrocarbon generation had set in before post-Westphalian erosion began (Figs 3–5). Uplift of investigated area and Paleozoic erosion braked petroleum processes without renewal. The quantity of generated hydrocarbons from Carboniferous source rocks range from $4 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3$ source rock (s.r.) in I complex, to $3 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ HC/m}^3$ s.r. in II complex. Only negligible amount of hydrocarbons was generated in III complex (Fig. 6). Two dimensional modelling along Komarów – Terebin cross-section (Fig. 7) indicated that the most favourable petroleum conditions for hydrocarbons generation were in Komarów area on south-western part of analysed cross-section (Figs 8–9). The hydrocarbon migration occurs in faults zones and lasted from the beginning of A Westphalian till Upper Jurassic. Hydrocarbons, assignment to migration, were dissipated on Upper Carboniferous-Permian unconformity. Only in saddle near two Komarów' faults were geological and petroleum conditions to insignificant gas accumulations (Fig. 10).