

Ocena wpływu nasuwającego się górotworu karpackiego na przebieg procesów naftowych w utworach jego podłoża w rejonie Rzeszowa

Assessment of the influence of the overthrusting Carpathian orogen on the course of petroleum processes in its basement formations in the Rzeszów region

Karol Spunda, Tomasz Słoczyński, Krzysztof Sowizdzał

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W artykule zaprezentowano koncepcje modelowania systemów naftowych w obszarach o skomplikowanej budowie geologicznej, charakteryzującej się obecnością elementów tektoniki fałdowo-nasuwczej. Celem pracy była weryfikacja poglądów dotyczących wpływu nasuwającego się orogenu karpackiego na przebieg procesów naftowych w utworach jego podłoża. Do realizacji przedsięwzięcia wybrano obszar strefy brzeżnej nasunięcia jednostki skolskiej Karpat na piętra strukturalno-tektoniczne podłoża w rejonie Rzeszowa. Złożoność budowy geologicznej tego obszaru jest adekwatna do założonego celu metodycznego, a względnie duża ilość dostępnych danych geologicznych i pomiarowych stwarza szanse kompleksowego podejścia do zagadnienia. Zadanie zrealizowano, wykorzystując oprogramowanie Dynel 2D oraz PetroMod 2D. Odtworzony w pięciu etapach przebieg ewolucji strukturalno-tektonicznej obszaru wykorzystany został do konstrukcji dynamicznego modelu systemu naftowego. Wyniki modelowania pozwoliły odtworzyć i przeanalizować przebieg złożonych procesów geologicznych, których skutki manifestują się między innymi czasem i ilością wygenerowanych węglowodorów, ich ekspulsją, migracją oraz akumulacją. Otrzymane wyniki modelowania przedstawiają przebieg procesów naftowych w poszczególnych etapach rozwoju basenu, ukazując szczególną rolę procesu nasuwania się orogenu karpackiego na utwory należące do pięter strukturalnych podłoża. Dla przyjętych założeń ewolucji strukturalno-tektonicznej inicjacja generowania węglowodorów przez utwory starszego paleozoiku nastąpiła wraz z nasuwaniem się górotworu karpackiego, co zwiększa szanse ich akumulacji w kolektorach uszczelnianych przez nasuwający się orogen. To pozytywna przesłanka w kontekście poszukiwań złóż na tym obszarze.

Słowa kluczowe: modelowanie systemów naftowych, strefa brzeżna nasunięcia Karpat, systemy fałdowo nasuwcze.

ABSTRACT: The article presents the concept of petroleum systems modeling in the area with complex fold-thrust belt structure. The aim of the study was to verify the views on the influence of the overthrusting Carpathian orogen on the course of petroleum processes in the basement (Meso-Palaeozoic) formations. The project was implemented in the marginal zone of the Skole Unit (Outer Carpathians) overlapping various structural and tectonic units of the basement. The area of Rzeszów city was selected as it presents adequate complexity of the geological structure to meet assumed methodological objectives of the project and, at the same time, provides relatively vast amount of geological data available which creates a conditions for a comprehensive approach. The study was carried out using the Dynel 2D and PetroMod 2D software. The course of the structural and tectonic evolution of the area was reconstructed in 5 stages, the results of which were subsequently applied in a dynamic modeling of the petroleum systems. The modeling results made it possible to recreate and analyze the course of a complex geological processes, the effects of which are manifested, among others, by the time and amounts of generated hydrocarbons as well as the dynamics of expulsion, migration and accumulation processes. The results show the course of petroleum processes in each stage of the petroleum basin evolution, revealing a special role of thrust tectonic of Outer Carpathians on basement formations. For the adopted assumptions of the structural and tectonic evolution, the generation of hydrocarbons by Lower Palaeozoic source rocks was initiated with the overthrusting of the Carpathians. This increases the chances of their accumulation in reservoir intervals sealed by an overthrusting orogen. This is a positive premise in the context of petroleum exploration in the area.

Key words: petroleum systems modeling, marginal zone of the Outer Carpathians, fold–thrust belts.

Autor do korespondencji: K. Spunda, e-mail: karol.spunda@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 04.02.2021 r. Zatwierdzono do druku: 02.06.2021 r.

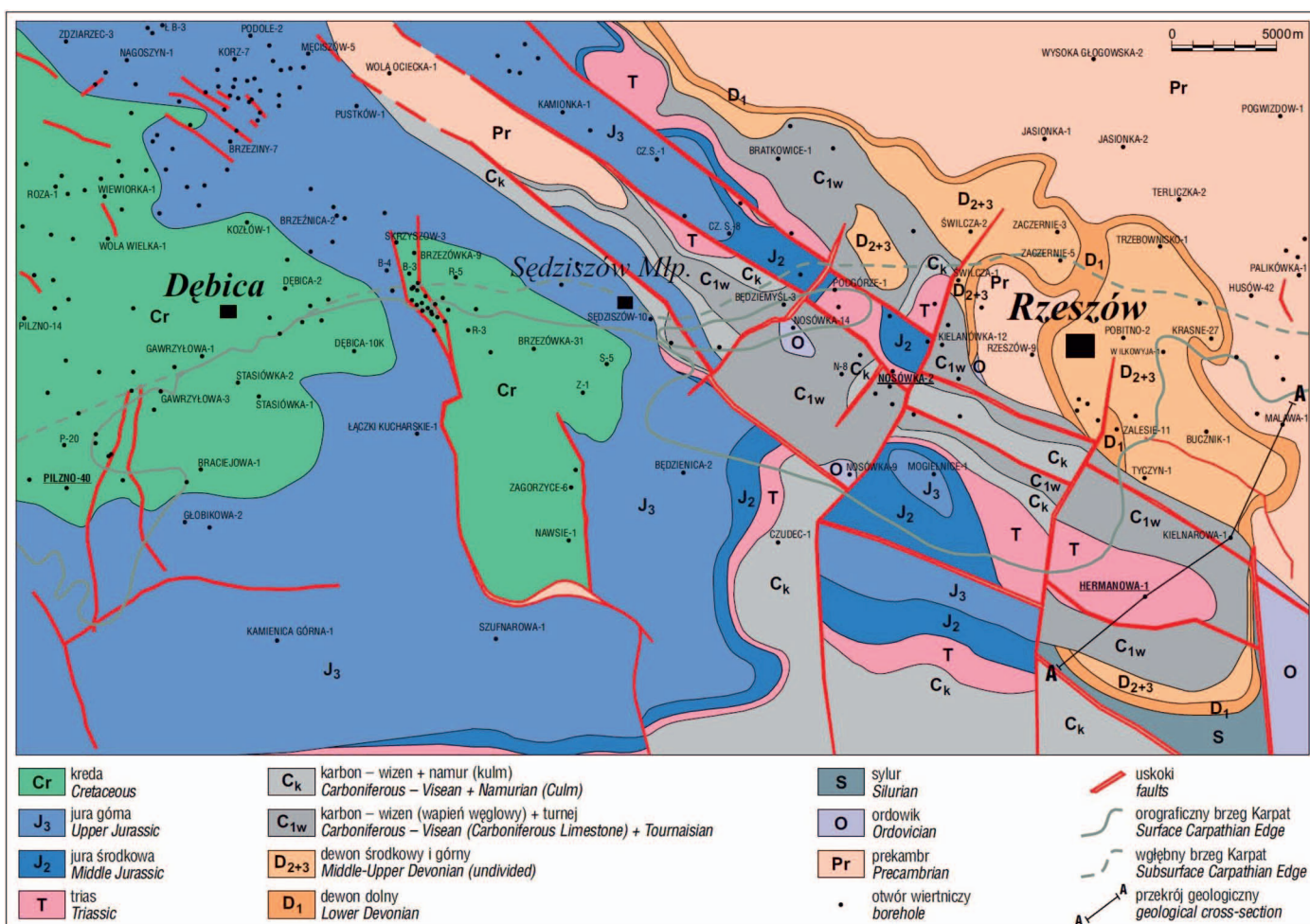
Wprowadzenie

Strefa brzeżna nasunięcia utworów fliszowych stanowi od dziesięcioleci przedmiot intensywnej eksploracji naftowej, której celem są zarówno utwory górnego paleozoiku (karbon, dewon) z odkrytymi akumulacjami ropy naftowej i gazu ziemnego (Nosówka, Trzebownisko, Załęże), mezozoiczne utwory jurajskie i kredowe (m.in. złoża Tarnów, Łąka, Łapanów, Wierzchosławice, Góra Ropczycka), mułowcowo-piaskowcowe osady miocenu autochtonicznego i miocenu sfałdowanego (z licznymi udokumentowanymi złożami gazu ziemnego), jak i utwory karpackiej formacji fliszowej (Karnkowski i Głowacki, 1961; Maksym et al., 2003; Jankowski i Probulski, 2011).

Odkryte dotychczas złoża zlokalizowane są w różnych piętrach strukturalnych, a korelacje pomiędzy potencjalnymi skałami macierzystymi a ropami naftowymi nie dają jednoznacznej odpowiedzi co do genezy złóż oraz udziału poszczególnych poziomów macierzystych w napełnianiu pułapek złożowych (Karnkowski, 1993; Kotarba i Koltun, 2006; Matyasik i Dziadzio, 2006; Kosakowski et al., 2009; Matyasik, 2011;

Kotarba et al., 2013; Matyasik et al., 2015; Spunda i Matyasik, 2019). W świetle dotychczasowych badań wydaje się, że szczególnie wpływ na przebieg procesów naftowych oraz na zachowanie się złóż na tym obszarze wywarły procesy ewolucji tektonicznej basenu, a zwłaszcza przebieg procesu nasuwania się orogenu karpackiego na utwory podłoża. Dotyczy to nie tylko utworów jednostek karpackich i procesów w nich zachodzących, ale również skał podłoża paleozoicznego, mezozoicznego oraz paleogeńsko-miocenckiego. Rzetelne odtworzenie tego procesu mogłoby rzucić nowe światło na poglądy w kwestii genezy występujących tu złóż, procesów, które doprowadziły do ich powstania, jak również ich czasu i dynamiki, a tym samym dostarczyć dodatkowych argumentów w tworzeniu nowych koncepcji i strategii poszukiwawczych. Dostępność zaawansowanych programów obliczeniowych umożliwiających numeryczne modelowanie procesów naftowych w basenach o tak skomplikowanej budowie stwarza możliwości podjęcia takiego zadania.

Do realizacji przedsięwzięcia wybrano obszar strefy brzeżnej nasunięcia jednostki skolskiej Karpat na utwory podłoża



Rys. 1. Mapa geologiczna podłoża kenozoiku w brzeżnej strefie nasunięcia Karpat w rejonie Dębica–Rzeszów (Maksym et al., 2003)

Fig. 1. Geological map of Cenozoic basement in the marginal zone of the Carpathians in Dębica–Rzeszów area (after Maksym et al., 2003)

w rejonie Rzeszowa. Modele symulacyjne zbudowano na bazie przekroju geologicznego (Maksym et al., 2003) przez południową część zapadliska przedkarpackiego o kierunku SW-NE, na linii Hermanowa–Husów. Autorzy dla potrzeb realizacji założonego przez siebie zadania dokonali uproszczeń, głównie dotyczących budowy piętra paleogeńsko-miocenckiego i karpacko-stebnickiego. Do kalibracji modeli wykorzystano wartości parametrów pomierzonych w otworze Hermanowa-1.

Obszar badań wybrany został ze względu na jego budowę geologiczną adekwatną do założonego celu metodycznego oraz względnie dużą ilość dostępnych danych geologicznych i pomiarowych, stwarzających szanse kompleksowego podejścia do zagadnienia i otrzymania wartościowych wyników.

Zadanie zrealizowano, wykorzystując oprogramowanie Dynel 2D oraz PetroMod 2D, w którym skonstruowano hybrydowe modele odtwarzające przebieg procesów naftowych w kolejnych etapach tektonicznego rozwoju.

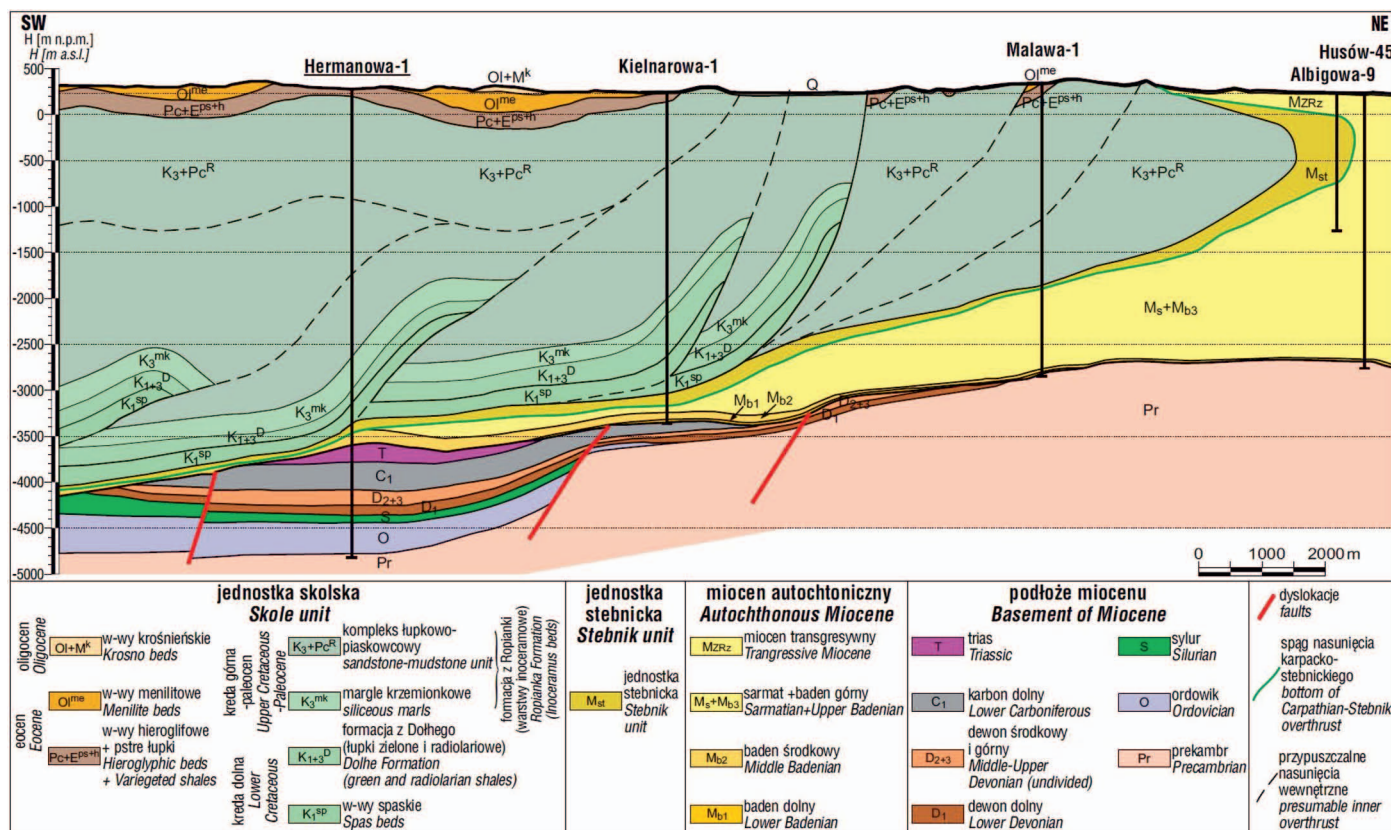
Zarys budowy geologicznej

Strefa brzeżna nasunięcia utworów Karpat fliszowych na paleozoiczno-mezozoiczno-kenozoiczne utwory podłoża charakteryzuje się skomplikowaną budową tektoniczną, która jest

efektem działalności kolejnych orogenez, od kaledońskiej po alpejską włącznie. Na analizowanej części obszaru wydzielić można cztery piętra strukturalno-tektoniczne: prekambryjskie, paleozoiczno-mezozoiczne, paleogeńsko-miocenckie, karpacko-stebnickie (Grudzień et al., 2017), z których każde, oprócz prekambryjskiego, posiada własny system naftowy, pojmowany jako przestrzenny układ warstw o cechach spełniających kryteria skał potencjalnie macierzystych i zbiornikowych. Charakterystyczną cechą badanego obszaru jest nasunięcie utworów karpacko-stebnickiego piętra strukturalnego na młodsze utwory miocenu autochtonicznego.

Strop **prekambryjskiego piętra** w omawianym obszarze zalega na różnych głębokościach od 2900 m (w okolicach Husowa) do ponad 5000 m (w okolicach Hermanowej). W części północnej i wschodniej występuje bezpośrednio pod utworami miocenu, natomiast w części południowej – pod utworami paleozoiku (rys. 1, 2). Skały prekambryjskiego piętra strukturalnego reprezentowane są przez zmetamorfizowane utwory klastyczne o upadach warstw 60–90°, które zostały skonsolidowane w czasie orogenezy bajkalskiej i w kolejnych etapach rozwoju tektonicznego stanowiły sztywny element platformowy o blokowo-uskokowej budowie (Buła, 2008).

Paleozoiczno-mezozoiczne piętro strukturalne budują utwory platformowe, zapadające monoklinalnie pod kątem



Rys. 2. Przekrój geologiczny wzdłuż linii A–A (rys. 1) przez południową część zapadliska przedkarpackiego w rejonie Hermanowej (Maksym et al., 2003)

Fig. 2. Geological cross section A–A (fig. 1) through the southern Carpathian Foredeep in the Hermanowa region (after Maksym et al., 2003)

kilku stopni w kierunku południowym i południowo-zachodnim. Paleozoiczną część stanowią utwory ordowiku, syluru, dewonu i karbonu, natomiast mezozoiczną – utwory od triasu do kredy. W profilu paleozoiczno-mezozoicznego piętra występują liczne luki stratygraficzne, które w poszczególnych rejonach reprezentują różne interwały czasowe (Jachowicz, 1997; Maksym et al., 2003). Są one efektem ruchów młodokaledońskich, waryscyjskich i laramijskich, które ponadto doprowadziły do utworzenia dwóch systemów dyslokacji: starszego, o orientacji NW-SE, oraz młodszego, o charakterze przesuwczym, o przebiegu w kierunku NE-SW, a także niezgodności kątowych, które obserwowane są przede wszystkim na granicy syluru i dewonu oraz w stropach karbonu i jury. Utwory starszego paleozoiku występują w południowo-zachodniej części obszaru; ich miąższość zwiększa się w kierunku południowym, dochodząc do około 500 m w okolicy Hermanowej. Znajdujące się w ich obrębie zasobne w substancję organiczną iłowce środkowego ordowiku i dolnego syluru mają duży potencjał generacyjny i są potencjalną skałą macierzystą dla węglowodorów. Utwory dewonu zalegające w rejonie na południe od Rzeszowa – w dolnej części reprezentowane są przez osady terygeniczne, które w środkowym i górnym dewonie zastępowane są sedymentacją węglanową. Ich sumaryczna miąższość w odwiercie Hermanowa-1 wynosi 274 m. Występowanie utworów karbonu generalnie pokrywa się z zasięgiem utworów dewońskich. Ich miąższości średnio przyjmują wartości pomiędzy 200 m a 300 m (Moryc, 1992, 1996; Jawor i Baran, 2004). W bezpośrednim sąsiedztwie analizowanego rejonu utwory karbonu dolnego stanowią skałę zbiornikową złoża ropy naftowej Nosówka. Osady dolnego triasu zalegają niezgodnie na utworach karbonu, zapadając monoklinalnie pod niewielkim kątem w kierunku południowym i południowo-zachodnim. Miąższość ich jest dość zróżnicowana, maksymalnie dochodzi do około 300 m. Utwory jury i kredy występują na zachód od analizowanego obszaru. Dogger reprezentowany jest przez fację terygeniczną, natomiast malm wykształcony jest w facji węglanowej (Maksym et al., 2003). W odwiercie Będzienia-2, w interwale doggeru o miąższości około 230 m, stwierdzono obecność potencjalnych utworów macierzystych zawierających kerogenową substancję III typu. Miąższość utworów jury jest bardzo zróżnicowana i maksymalnie dochodzi do 780 m. Utwory dolnokredowe zalegają lokalnie w rowach stanowiących zagłębienia podłoża podmioceńskiego. Wykształcone są w postaci wapieni partiami dolomitycznych, a także margli, natomiast utwory górnokredowe – głównie w postaci twardych, zbitych wapieni pelitycznych (Maksym et al., 2001).

Paleogeńsko-mioceńskie piętro strukturalne w północnej części omawianego obszaru zalega bezpośrednio na utworach prekambru, natomiast w części południowej ich podłoże najczę-

ściej stanowią utwory paleozoiczne od ordowiku do karbonu lub też, lokalnie, utwory mezozoiczne (Karnkowski i Głowacki, 1961). Utwory tego piętra stanowią głównie płytkomorskie, niekiedy lądowe (molasowe) utwory paleogenu i miocenu autochtonicznego, które osadzały się w basenie przedgórskim powstałym na przedpolu Karpat. Reprezentowane są głównie przez mułowce, iłowce i piaskowce facji deltowych, których łączna miąższość w strefie brzeżnej nasunięcia przekracza niekiedy 3000 m. Mioceńskie utwory facji ilastych i mułowcowych, w których zawartość substancji kerogenowej wynosi średnio około 0,8% TOC, są skałą macierzystą dla węglowodorów, których liczne złoża występują w horyzontach piaskowcowych i mułowcowych tego piętra. Jest to głównie gaz ziemny pochodzenia biogenicznego, któremu – zwłaszcza w głębszych horyzontach – towarzyszą zmienne ilości gazu termogenicznego oraz węglowodory cięższe typu gazolinowego.

Karpacko-stebnickie piętro strukturalne jest dwudzielne. Dolną część stanowią sfałdowane utwory miocenu jednostki stebnickiej, natomiast górna reprezentowana jest przez utwory jednostki skolskiej, zbudowanej z elementów tektonicznych w postaci fałdów i łusek. Są to prawie wyłącznie osady składające się z naprzemianległych łupków ilastych lub margli i piaskowców wieku od kredy dolnej do oligocenu, które w wyniku kompresji wywołanej kolizją płyt związaną z ruchami młodoolpejskimi (w górnym miocenie) zostały sfałdowane i nasunięte na utwory sedymentujące na przedpolu orogenu (Jankowski et al., 2012). Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego występują głównie w oligoceńskich piaskowcach kłiwskich, ale również w kredowych piaskowcach warstw inoceramowych, piaskowcowo-łupkowej serii poziomego eoceńskiego, a także w dolnych, najbardziej piaszczystych poziomach warstw krośnieńskich. Skałami macierzystym są oligoceńskie łupki menilitowe oraz potencjalnie dolnokredowe czarne łupki spaskie. Na przeważającej części omawianego obszaru utwory karpacko-stebnickiego piętra strukturalnego zalegają na młodszych, autochtonicznych utworach miocenu.

Modelowanie procesów naftowych

Ideą modelowania procesów naftowych jest odtworzenie w skali czasu geologicznego przebiegu złożonych i wzajemnie ze sobą powiązanych procesów geologicznych, fizycznych i chemicznych zachodzących w zewnętrznej strefie skorupy ziemskiej, implikujących tworzenie się złóż węglowodorów. Podstawy teoretyczne tych procesów, ujęte w zapisy matematyczne, przedstawione zostały w licznych pracach (m.in. Tissot i Welte, 1984; Dore et al., 1993; Barker, 1996; Welte et al., 1997; Al-Hajeri et al., 2009; Hantschel i Kauerauf, 2009). Numeryczne modelowanie systemów naftowych wykorzystywane jest jako

narzędzie do rozpoznawania potencjału naftowego basenów sedymentacyjnych i obszarów poszukiwawczych o różnym stopniu rozpoznania geologicznego. Polega ono na konstrukcji dynamicznych modeli o różnym zasięgu, począwszy od 1D dla profili pojedynczych odwiertów, poprzez bardziej skomplikowane 2D dla przekrojów geologicznych, do bardzo zaawansowanych, przestrzennych, trójwymiarowych modeli 3D (lub nawet 4D) wybranych obszarów. Wybór odpowiedniego modelu zależy od wielu czynników i powinien być adekwatny do skali przedsięwzięcia, wyznaczonych celów, dostępności danych oraz stopnia skomplikowania budowy geologicznej.

We współczesnej, klasycznej prospekcji naftowej najczęściej wykonywane są przestrzenne dynamiczne modele basenów sedymentacyjnych, które oprócz parametrycznego modelu geologiczno-litologicznego przedstawiającego obecną architekturę basenu sedymentacyjnego oraz przestrzenny rozkład określonych, istotnych parametrów, odwzorowują dynamikę oraz miejsce i czas procesów takich jak: ewolucja strukturalno-tektoniczna, produkcja i migracja ciepła, transformacja kerogenu, generacja, sorpcja i ekspulsja węglowodorów, a także formowanie i napełnianie pułapek złożowych, ewolucja ciśnień, migracja mediów złożowych – prowadzących w efekcie do powstawania akumulacji węglowodorów. Problematyka dotycząca modelowania systemów naftowych z różnych obszarów Polski była szeroko prezentowana w wielu pracach (m.in. Poprawa et al., 2010; Kosakowski, 2013; Sowizdzał et al., 2015, 2018, 2020; Słoczyński et al., 2017; Słoczyński i Drozd, 2018; Karg i Littke, 2020; Spunda, 2020).

Dla obszarów charakteryzujących się silnym zaangażowaniem tektonicznym, z obecnością struktur fałdowo-nasuwczych, manifestujących się zaleganiem utworów starszego piętra strukturalnego na utworach młodszych, konstrukcja modeli systemów naftowych jest utrudniona i wymaga odpowiedniego podejścia oraz zastosowania dodatkowych modułów oprogramowania. Trudności wynikają z faktu, że standardowe rozwiązania nie dają możliwości budowy modeli obszarów, na których kolejność zalegania warstw jest inna, niż wynikałoby to z chronologii ich sedymentacji, i „nie przewiduje” możliwości zalegania utworów starszych na młodszych. W wynikach badań otworowych implikacją takiego układu warstw mogą być anomalne wartości niektórych parametrów, manifestujące się innymi, niż wynikałoby to z umiejscowienia w profilu, wartościami wskaźników stopnia przeobrażenia termicznego i kompaktacji utworów. Przyczyna takich anomalii wynika z faktu, że ewolucja utworów nasuniętego piętra strukturalnego, z racji sedymentacji w innym czasie, w innym środowisku, w basenie (lub jego fragmencie), w którym panowały inne warunki, miała swoją niezależną geologiczną historię. Fakt ten powoduje, że przy standardowym podejściu konstrukcja modeli generacyjnych jest utrudniona, a ich kalibracja wręcz niemożliwa.

Rzetelne odtworzenie przebiegu generowania węglowodorów, tworzenia pułapek złożowych oraz ich napełniania na obszarach o budowie fałdowo-nasuwczej wymaga rekonstrukcji ewolucji geometrii basenu na poszczególnych etapach jego rozwoju, którego obecny obraz jest wypadkową wielu nakładających się na siebie procesów, takich jak subsydencja, wydźwignięcie, erozja zdeponowanych wcześniej warstw, stopniowe nasuwanie się górotworu na młodsze utwory przedpola. Rozwiązanie problemu możliwe jest dzięki zastosowaniu rozszerzenia oprogramowania PetroMod – modułu TecLink 2D, który przeznaczony jest do modelowania systemów naftowych na obszarach o takiej budowie. Konstrukcja modeli w programie TecLink 2D polega na rekonstrukcji geometrii basenu na kolejnych etapach jego rozwoju, co umożliwia przeprowadzenie analizy wpływu procesu nasuwczego na systemy naftowe pięter strukturalnych podłoża, a także na ich wzajemną interakcję. Modele 2D tworzone są na podstawie przekrojów geologicznych przedstawiających obecną budowę geologiczną obszaru i kalibrowane są wynikami pomiarów z odwiertów zlokalizowanych na liniach przekroju. Moduł TecLink 2D wykorzystuje rekonstrukcję etapowej przebudowy tektonicznej górotworu dokonaną metodą bilansowania przekrojów geologicznych, np. w programie Dynel 2D.

Rekonstrukcja etapów przebudowy tektonicznej

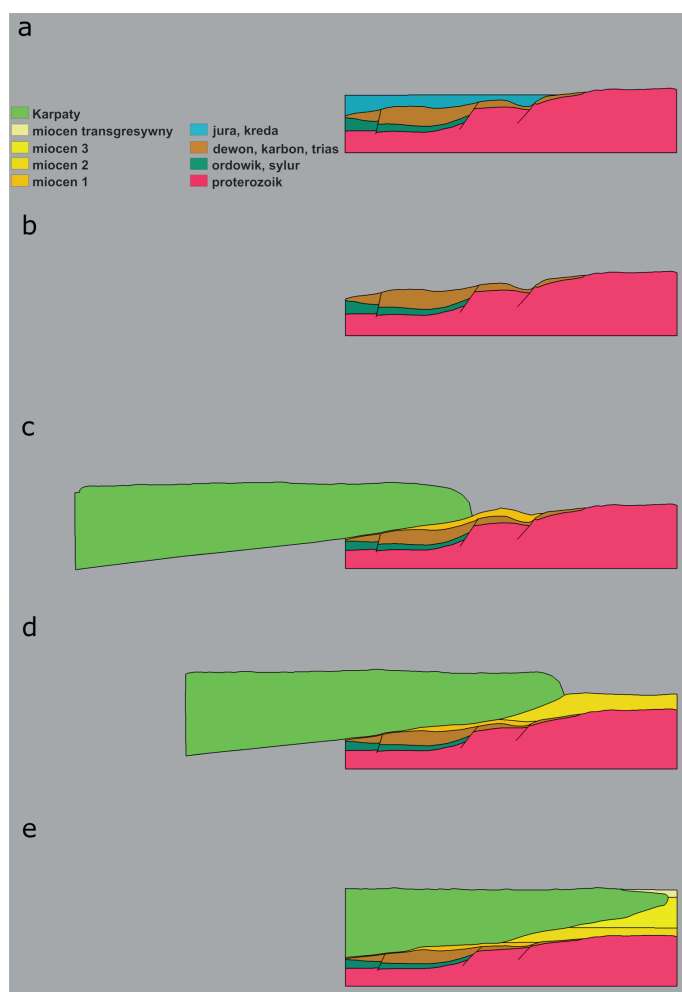
Rekonstrukcja budowy strukturalnej w obszarach o silnym zaangażowaniu procesów tektonicznych realizowana jest metodą bilansowania przekrojów geologicznych (ang. *cross-section restoration*, *palinspastic restoration*) lub też, w bardziej zaawansowanych analizach, metodą bilansowania modeli przestrzennych. Technika rekonstrukcji strukturalnej bazuje na modelach rozwoju geometrycznego orogenu, a model kinetyczny definiuje jej ewolucję w czasie. Metoda ta polega na wstecznym, krokowym odtworzeniu poszczególnych etapów deformacji górotworu, począwszy od współczesnej jego geometrii, poprzez pośrednie etapy jego ewolucji, aż do stanu początkowego (w sensie czasu geologicznego). Podlega ona prawu zachowania mas podczas deformacji struktur, które dla nieplastycznych ośrodków (ang. *brittle deformation*), jakim jest ośrodek skalny, oznacza zachowanie jego objętości. W praktyce chodzi o to, że w warunkach odkształcenia płaskiego powierzchnia jest zachowana w sekcji biegnącej równoległe do kierunku nasuwania się orogenu, a więc powierzchnie warstw (na przekrojach) muszą być jednakowe przed i po etapie rekonstrukcji. Założenia takie wymuszają również zachowanie długości poszczególnych wydzielen przy założeniu braku zmiany miąższości warstw na przegubach fałdów (Chamberlin, 1910; Schönborn, 1999; Groshong, 2006).

Bilansowanie przekrojów geologicznych ma na celu opracowanie spójnej i wiarygodnej koncepcji ewolucji strukturalnej danego obszaru oraz oszacowanie wielkości „skrócenia” (długości odcinka) górotworu, która ułatwia zrozumienie i ocenę skutków całokształtu procesów geologicznych (Gągała et al., 2012; Neumaier et al., 2014; Castelluccio et al., 2015). Procesy deformacyjne o charakterze nasuwczym mogą wpływać na dynamikę procesów diagenety osadów, na ewolucję pola temperatur osadów, a w konsekwencji na warunki generacji, ekspulsji, migracji i akumulacji węglowodorów. Sprzężenie dynamicznego modelowania strukturalnego z koncepcją modelowania systemów naftowych stanowi zaawansowaną metodę prospekcyjną stwarzającą warunki do znacznego ograniczenia ryzyka poszukiwawczego.

Pierwszy etap prac poświęcony był procesowi rekonstrukcji strukturalnej, który zrealizowano, wykorzystując oprogramowanie Dynel 2D firmy Schlumberger. Odtworzono etapy rozwoju poszczególnych pięter strukturalnych, uwzględniając, potraktowany w sposób uproszczony, etap nasuwania się Karpat zewnętrznych na podłoże paleozoiczno-mezozoiczno-kenozoiczne. Czas trwania procesu nasuwczego, który wyznacza wiek najmłodszych utworów zalegających pod nasuniętym orogেনem, oszacowany został na 14–7 Ma (środkowy baden – pannon). Jednocześnie rekonstrukcji poddano paleomiąższości warstw, subsydencję dna basenu oraz odtworzono miąższości zerodowanych formacji geologicznych. Paleomiąższości zerodowanych warstw skalnych oszacowano na podstawie jednowymiarowego modelowania dojrzałości termicznej substancji organicznej i kompaktacji osadów, natomiast wielkość dekompaktacji osadów obliczona została w programie Dynel 2D na podstawie modelu Sclatera i Christiego (1980).

Wykorzystując dostępny przekrój badanego obszaru oraz dane otworowe, stworzono model przedstawiający obecną geometrię górotworu, wydzielając w nim podłoże prekambryjskie, ordowicko-sylurskie piętro strukturalne, nierozdzielony dewon, karbon i trias, miocен oraz nasunięty front orogenu karpackiego (rys. 3).

Rozwój tektoniczny obszaru przedstawiono w pięciu etapach. Pierwszy z nich przedstawia obecny obraz strukturalno-tektoniczny rejonu badań i jest on punktem wyjścia do konstrukcji kolejnych, coraz bardziej odległych w czasie. Należy zauważyć, że kolejność odtwarzania poszczególnych etapów rozwoju basenu jest odwrotna w stosunku do chronologii ewolucji strukturalno-tektonicznej obszaru, dlatego kolejne etapy rekonstrukcji przedstawiono w kolejności od ostatniego do pierwszego, co jest zgodne z następstwem zdarzeń geologicznych. Na pierwszej paleosekcji przedstawiono ostatni etap rekonstrukcji ilustrujący odtworzone paleomiąższości osadów jury i kredy zalegające na podłożu dewońsko-karbońsko-triasowym (rys. 3a). Kolejna sekcja (rys. 3b)



Rys. 3. Rekonstrukcja etapów rozwoju tektonicznego badanego obszaru: a) po sedimentacji osadów jurajsko-kredowych, b) po erozji utworów jurajsko-kredowych, c) 14 Ma, pierwszy etap nasuwania się górotworu karpackiego, d) 7 Ma, drugi etap nasuwania się górotworu karpackiego, e) obraz współczesny

Fig. 3. Reconstruction of the tectonic development of the studied area; a) after sedimentation of Jurassic-Cretaceous deposits, b) after erosion of Jurassic-Cretaceous deposits, c) 14 Ma, the first stage of overthrusting of the Carpathians, d) 7 Ma, the second stage of overthrusting of the Carpathians, e) present day geological setting

ilustruje budowę obszaru po erozji pokredowej, następane dwie (rys. 3c, 3d) – stopniowe nasuwanie się Karpat zewnętrznych wraz z towarzyszącą mu zmianą paleomiąższości miocenu, zaś ostatnia (rys. 3e) – obraz obecnej budowy geologicznej. Czasowe umiejscowienie poszczególnych etapów przeprowadzono w programie PetroMod 2D z wykorzystaniem modułu TecLink 2D. Należy podkreślić, że granice czasowe pośrednich etapów nasuwania się górotworu karpackiego określone zostały w sposób uproszczony. Przyjęcie końca I etapu procesu nasuwczego na 14 Ma wynika z wieku najmłodszych utworów zalegających pod utworami nasunięcia karpackiego w profilu odwiertu Hermanowa-1. Najmłodszymi utworami mioceńskimi występującymi tam pod utworami karpackimi są osady badenu środkowego, co skłoniło autorów do przyjęcia

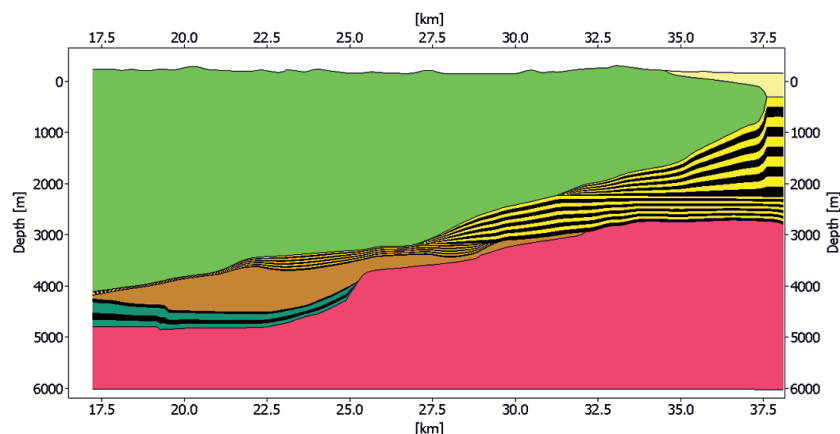
tezy, że po tym czasie czoło nasunięcia górotworu karpackiego sięgało już dalej na północ. Koniec II etapu nasuwania górotworu przyjęto umownie na 7 Ma, dzieląc na pół interwał czasowy upływający od końca etapu I do czasu obecnego.

Konstrukcja i kalibracja modelu

Modele litologiczne poszczególnych wydziałów litostratygraficznych konstruowano na podstawie wyników pomiarów geofizyki otworowej oraz laboratoryjnych analiz próbek rdzeni. Poziomy macierzyste zdefiniowane zostały w obrębie dwóch pięter strukturalnych: paleozoiczno-mezozoicznego oraz paleogeńsko-miocenckiego. Autorzy świadomie zrezygnowali z definiowania poziomów macierzystych obecnych w karpacko-stebnickim piętrze strukturalnym, uznając je za niekonieczne do realizacji zamierzonego celu, którym była ocena wpływu nasuwającego się orogenu karpackiego na przebieg procesów naftowych w utworach jego podłoża.

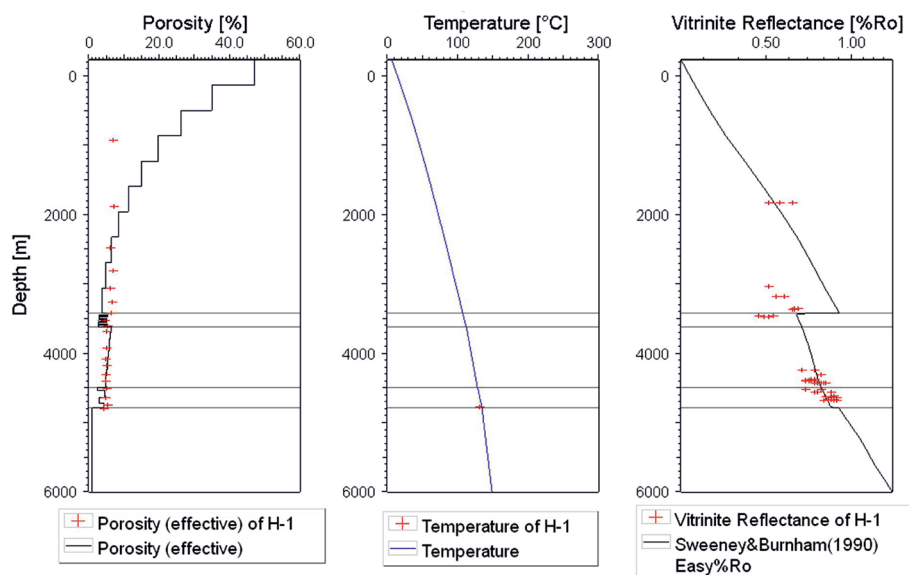
W obrębie piętra paleozoiczno-mezozoicznej skały macierzyste występują w utworach ordowiku oraz syluru, a ich miąższości, głębokości zalegania oraz parametry geochemiczne zdefiniowane zostały na podstawie wyników badań próbek z odwiertu Hermanowa-1. W paleogeńsko-miocenckim piętrze strukturalnym skały macierzyste wydzielone zostały w utworach miocenckich, których cały kompleks podzielony został na zalegające naprzemianległe warstwy macierzyste i pło-
ne (rys. 4). Parametry geochemiczne miocenckich skał macierzystych zdefiniowane zostały na podstawie wyników badań próbek z wielu odwiertów tego obszaru.

Kalibrację modelu przeprowadzono na podstawie pomiarów geofizyki otworowej oraz wyników laboratoryjnych pomiarów petrofizycznych i geochemicznych próbek rdzeniowych. Model geologiczny kalibrowano średnimi wartościami porowatości, obliczonymi dla poszczególnych wydziałów litostratygraficznych, w odwiertach zlokalizowanych w rejonie badań, natomiast model termiczny obszaru – pomiarem obecnej temperatury w odwiercie oraz wartościami wskaźników dojrzałości termicznej substancji organicznej zawartej w próbkach rdzeniowych (rys. 5).



Rys. 4. Model obecnej budowy geologicznej badanego obszaru z zaznaczonymi na czarno poziomami macierzystymi w obrębie ordowicko-sylurskiego i miocenckiego piętra strukturalnego

Fig. 4. Model of present day geological structure of the studied area. Black horizons represents source rock intervals within the Ordovician-Silurian and Miocene formations



Rys. 5. Kalibracja modelu symulacyjnego danymi z otworu H-1

Fig. 5. Calibration of the simulation model with H-1 wellbore data

Dyskusja wyników modelowania

Symulacje procesów naftowych w utworach podłoża strefy brzeżnej nasunięcia Karpat wykazały, że decydujący wpływ na przebieg procesu generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów miało pogrążenie na skutek nacisku nasuwającego się górotworu karpackiego. Ich przebieg i skutki analizowano w poszczególnych etapach rozwoju basenu oraz procesie nasuwczego.

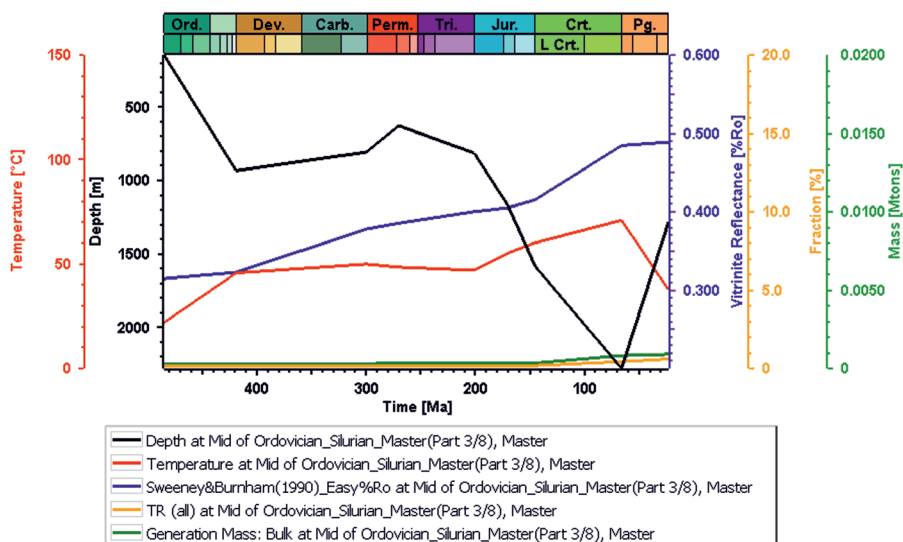
Sedymentacja utworów jury i kredy (rys. 3a) doprowadziła do pogrążenia skał macierzystych ordowiku i syluru na głębokości 1800–2500 m, co spowodowało podgrzanie ich do temperatury około 70°C. Osiągnięta przez nie temperatura była zbyt niska, by zainicjować na znaczącą skalę proces genero-

wania węglowodorów. Na tym etapie stopień realizacji początkowego potencjału węglowodorowego skał macierzystych nie przekroczył nawet 1%, co pozwoliło na wygenerowanie zaledwie śladowych ilości węglowodorów. Późniejsze wydźwignięcie obszaru doprowadziło do erozji kompleksu jurajsko-kredowego (rys. 3b) i zmniejszenia nadkładu skał macierzystych. W efekcie reżim termiczny w basenie został obniżony, co zahamowało proces generowania węglowodorów i w ogólnym bilansie nie spowodowało ich przyrostu (rys. 6).

Intensyfikacja procesów naftowych rozpoczęła się wraz z nasuwaniem się czoła orogenu karpackiego na skały podłoża (rys. 3c), w wyniku czego interwały macierzyste pogrążone zostały na głębokości 3200–3700 m, osiągając temperatury z zakresu około 100–110°C (rys. 7). Podgrzanie doprowadziło do transformacji kerogenu na poziomie prawie 4% (rys. 7 i 8). W wyniku nasunięcia orogenu karpackiego nastąpił gwałtowny wzrost tempa generowania węglowodorów przez paleozoiczne utwory macierzyste (rys. 7).

Dalsze nasuwanie się Karpat (rys. 3d) wzmogło procesy generacyjne. Utwory starszego paleozoiku osiągnęły temperatury z zakresu około 105–135°C (rys. 9), w wyniku czego skały macierzyste weszły w główną fazę generowania węglowodorów ciekłych (rys. 10), a stopień transformacji kerogenowej substancji przekroczył 60% (rys. 9). Szybki przyrost ilości wygenerowanych węglowodorów (rys. 9) spowodował wzrost nasycenia do poziomu przekraczającego próg ekspulsji, co zapoczątkowało migrację wygenerowanych węglowodorów i ich akumulację w strukturach antyklinalnych poziomów zbiornikowych (rys. 11). Na tym etapie nastąpiła również inicjacja generowania metanu mikrobialnego z mioceńskich poziomów macierzystych, jednakże jego ilości były niewielkie (rys. 12).

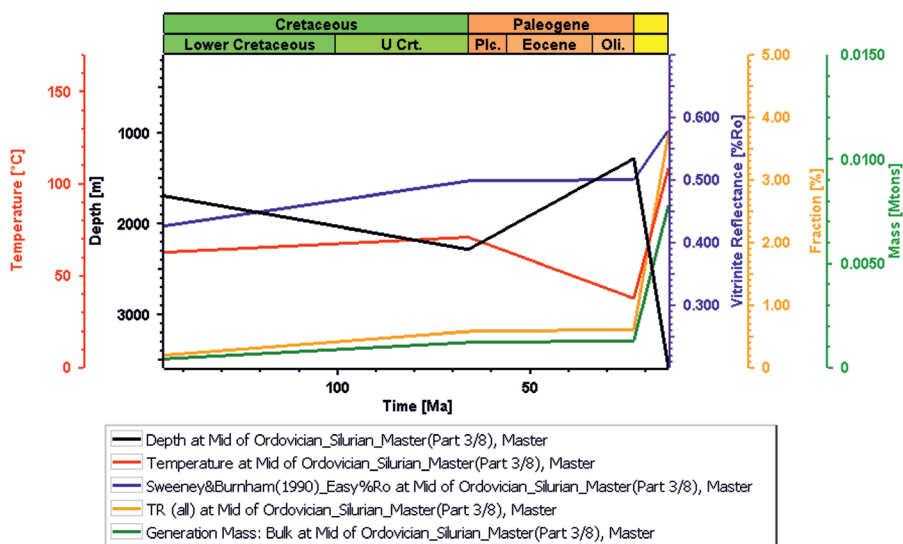
Wyniki modelowania wskazują, że na tym etapie rozwoju basenu dolnopaleozoiczne i mioceńskie utwory wygenerowały w sumie około 10,5 mln ton węglowodorów, z czego około



Rys. 6. Przebieg procesu transformacji kerogenu i generowania węglowodorów w najgłębiej zalegających utworach macierzystych ordowiku zlokalizowanych na linii przekroju, w okresie od początku ich sedymentacji do końca paleogenu, na tle pogrążania i osiągniętych temperatur. Krzywe zmian wartości parametrów skały macierzystej w czasie w wybranym punkcie przekroju geologicznego:

Temperature [°C] – temperatura, Depth [m] – głębokość, Vitrinite Reflectance [% R_o] – refleksyjność wityrnytu, Fraction [%] – transformacja kerogenu (stopień realizacji początkowego potencjału węglowodorowego), Mass [Mtons] – masa wygenerowanych węglowodorów [mln ton]

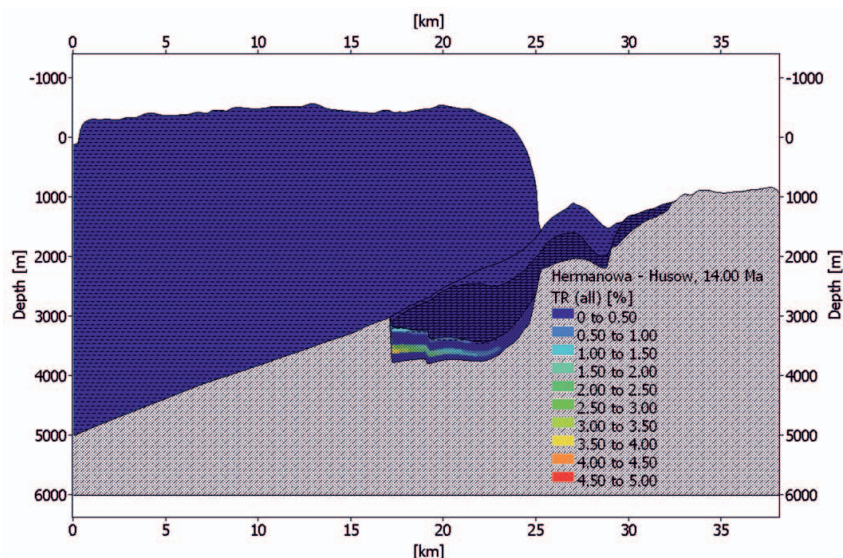
Fig. 6. The course of the kerogen transformation and the generation of hydrocarbons in the deepest submerged Ordovician source rocks in the period from the beginning of their sedimentation to the end of the Palaeogene period against the burial and temperature curves



Rys. 7. Przebieg procesu transformacji kerogenu i generowania węglowodorów w najgłębiej zalegających utworach macierzystych ordowiku w okresie od 145 Ma do 10 Ma na tle pogrążenia i osiągniętych temperatur

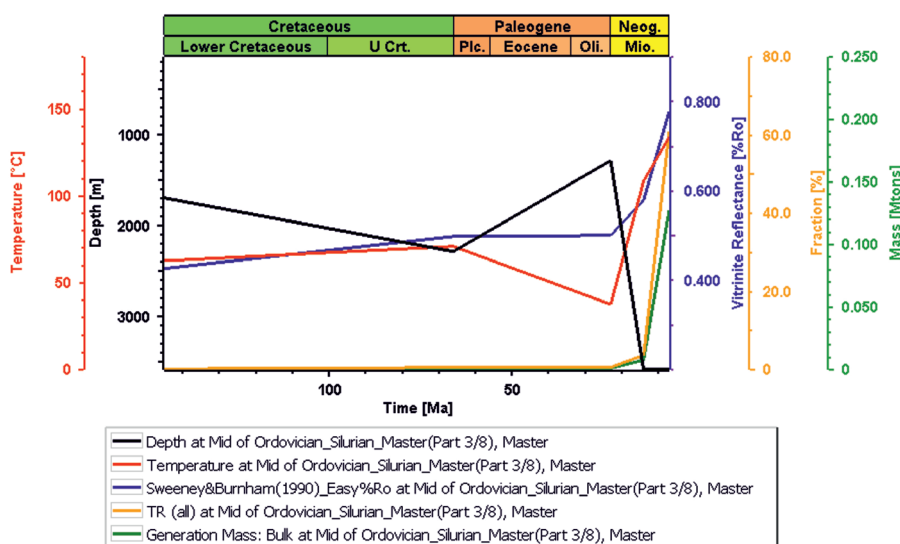
Fig. 7. The course of the kerogen transformation and the generation of hydrocarbons for the location of the deepest burial of Ordovician source rocks in the period from 145 Ma to 10 Ma against the burial and temperature curves

3,7 mln ton przypada na utwory mioceńskie. Zaznaczyć należy, że głównym produktem generacji skał paleozoicznych są węglowodory ciekłe, podczas gdy węglowodory mioceńskie



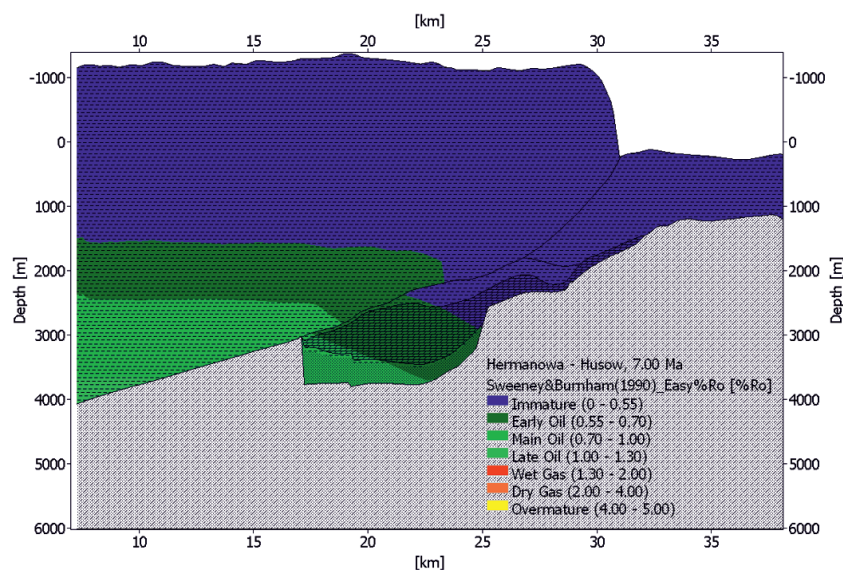
Rys. 8. Stopień transformacji termicznej substancji organicznej w skałach macierzystych ordowiku po pierwszym etapie nasuwania się Karpat (do 10 Ma)

Fig. 8. The degree of thermal transformation of organic matter in the Ordovician source rocks after the first stage of the overthrusting of the Carpathians (up to 10 Ma)



Rys. 9. Przebieg procesu transformacji i generowania węglowodorów w najgłębiej załegających utworach macierzystych ordowiku w okresie od 145 Ma do 7 Ma na tle pograżenia i osiągniętych temperatur

Fig. 9. The course of the kerogen transformation and the generation of hydrocarbons for the location of the deepest burial of Ordovician source rocks in the period from 145 Ma to 7 Ma against the burial and temperature curves

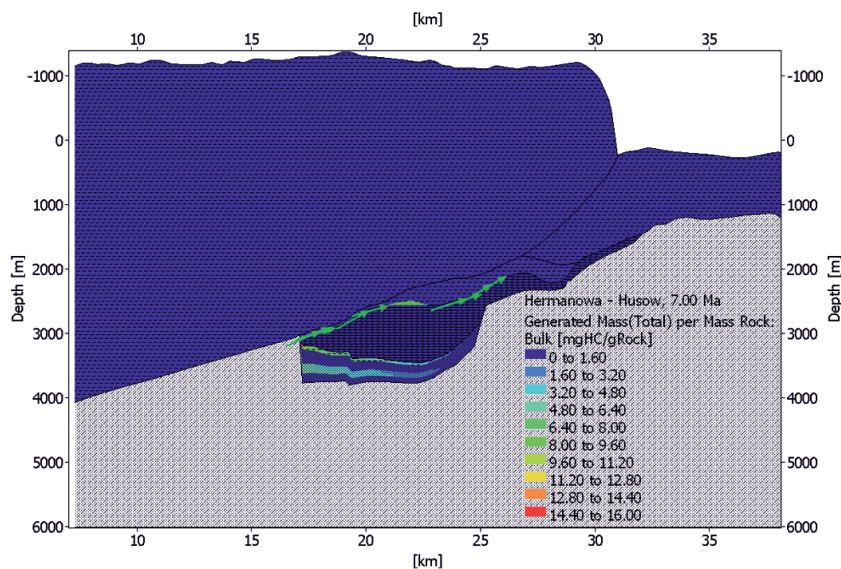


Rys. 10. Stopień zaawansowania przeobrażenia termicznego materii organicznej wyrażony w skali refleksyjności wityrinitu po drugim etapie procesu nasuwczego (do 7 Ma)

Fig. 10. The degree of thermal maturity of organic matter expressed in the vitrinite reflectance scale after the second stage of the overthrusting of the Carpathians (up to 7 Ma)

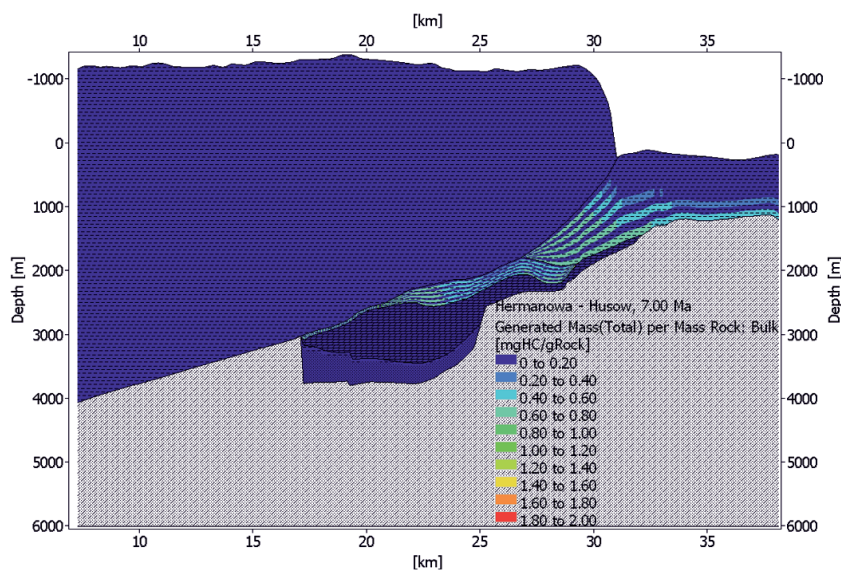
reprezentowane są prawie w 100% przez metan mikrobialny. Na uwagę zasługuje również fakt tworzenia się akumulacji węglowodorów ciekłych w antyklinalnej strukturze poziomu zbiornikowego paleozoicznego piętra strukturalnego, którego

paleozasoby na tym etapie rozwoju basenu (7 Ma) wynosiły około 1,9 mln ton (rys. 11). Wygenerowany w wyniku procesów mikrobialnych gaz występuje w formie rozproszonej w facjach piaskowcowo-mułowcowych (rys. 12).



Rys. 11. Ilości wygenerowanych węglowodorów wraz z wektorami migracji i lokalizacją tworzących się akumulacji węglowodorów po drugim etapie procesu nasuwczego (do 7 Ma)

Fig. 11. Amounts of generated hydrocarbons together with migration vectors and localization of the hydrocarbon accumulations formed after second stage of the overthrusting of the Carpathians (up to 7 Ma)



Rys. 12. Ilości wygenerowanego gazu mikrobalnego z poziomów macierzystych miocenu po drugim etapie procesu nasuwczego (do 7 Ma)

Fig. 12. Amounts of generated microbial gases from Miocene's source rocks after second stage of the overthrusting of the Carpathians (up to 7 Ma)

Współczesny obraz strukturalny przedstawia rysunek 3e. W ostatnim etapie rozwoju basenu nie nastąpił już znaczący przyrost temperatury dolnopaleozoicznych skał macierzystych, ale panujące warunki umożliwiały dalszy wzrost przeobrażenia termicznego substancji organicznej, co zaowocowało znaczącym wzrostem ilości wygenerowanych węglowodorów (rys. 13–17).

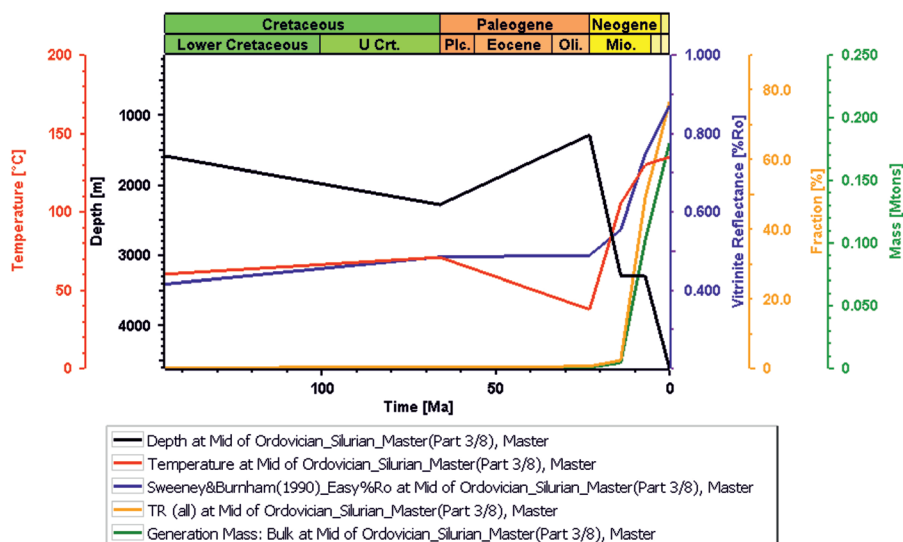
Skały macierzyste ordowiku i syluru do czasu obecnego wygenerowały w sumie około 21 mln ton węglowodorów, w czym obydwie poziomy macierzyste, mimo różnych miąższości, mają podobny udział. Jest to głównie ropa naftowa, frakcja gazowa stanowi poniżej 1% całości. Produkty generacji uległy ekspulsji, migracji i w olbrzymiej ilości rozproszeniu. Część z nich została zakumulowana w skałach zbiornikowych w postaci złoża ropnego z niewielką domieszką gazu, którego objętość w warunkach powierzchniowych wynosi prawie 30 mln m³ (rys. 17, 18).

Wymodelowane złożo w około 51,6% napełnione zostało węglowodorami wygenerowanymi z sylurskich skał macierzystych oraz w 48,4% ze skał ordowickich. Strefa drenażu zaku-

mulowanych węglowodorów wynosi prawie 3,5 km². Gaz stanowi około 0,7% wag. i jest rozpuszczony w ropie naftowej. Podstawowe parametry złoża ilustruje rysunek 18.

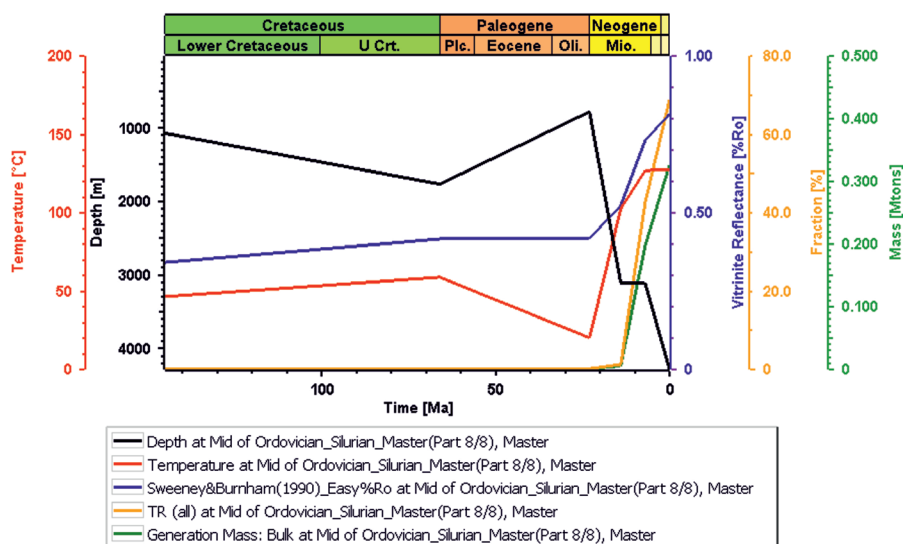
Wydajność procesu generacji utworów miocenijskich jest znacznie mniejsza niż utworów dolnopaleozoicznych. Wynika to przede wszystkim z różnicy w ilości i jakości zawartej w nich materii organicznej. W utworach miocenijskich stanowi ją głównie gazotwórczy kerogen III typu, którego zarówno zawartości, jak i wartości wskaźnika wodorowego HI są niższe niż w utworach dolnopaleozoicznych, zawierających znacznie większe ilości ropotwórczego kerogenu II typu. Ponadto kerogen zawarty w utworach miocenijskich posiada znacznie wyższą energię aktywacji, co sprawia, że do inicjacji termokatalitycznych procesów generowania węglowodorów wymagane są wyższe temperatury, podczas gdy utwory go zawierające zalegają na mniejszych głębokościach.

Stopień transformacji termicznej utworów miocenijskich osiągnął wartość nieprzekraczającą 10%, co nie doprowadziło do generacji znaczących ilości węglowodorów. W obrębie



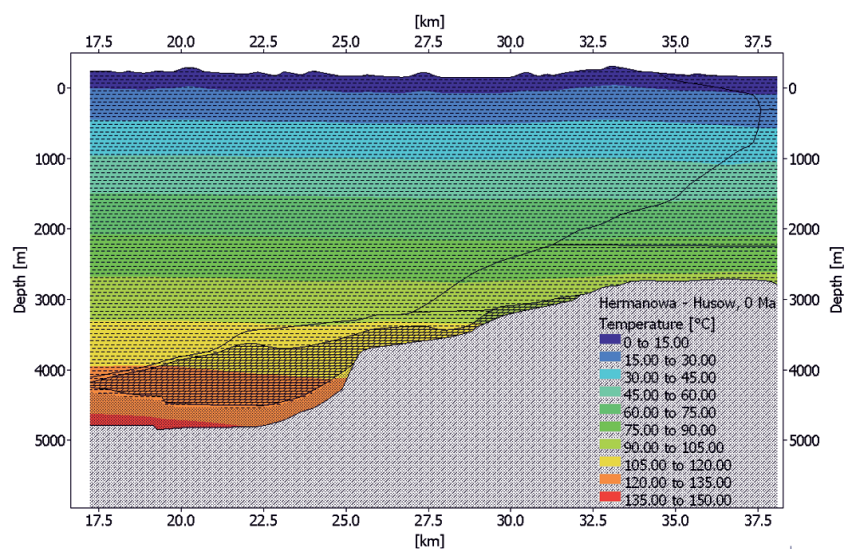
Rys. 13. Przebieg procesu transformacji i generowania węglowodorów w najgłębiej zalegających utworach macierzystych ordowiku w okresie od 145 Ma do 0 Ma na tle pograżenia i osiągniętych temperatur

Fig. 13. The course of the kerogen transformation and the generation of hydrocarbons for the location of the deepest burial of Ordovician source rocks in the period from 145 Ma to 0 Ma against burial and temperature curves



Rys. 14. Przebieg procesu transformacji i generowania węglowodorów w najgłębiej zalegających utworach macierzystych syluru w okresie od 145 Ma do 0 Ma na tle pograżenia i osiągniętych temperatur

Fig. 14. The course of the kerogen transformation and the generation of hydrocarbons in the deepest submerged Silurian source rocks in the period from 145 Ma to 0 Ma against burial and temperature curves

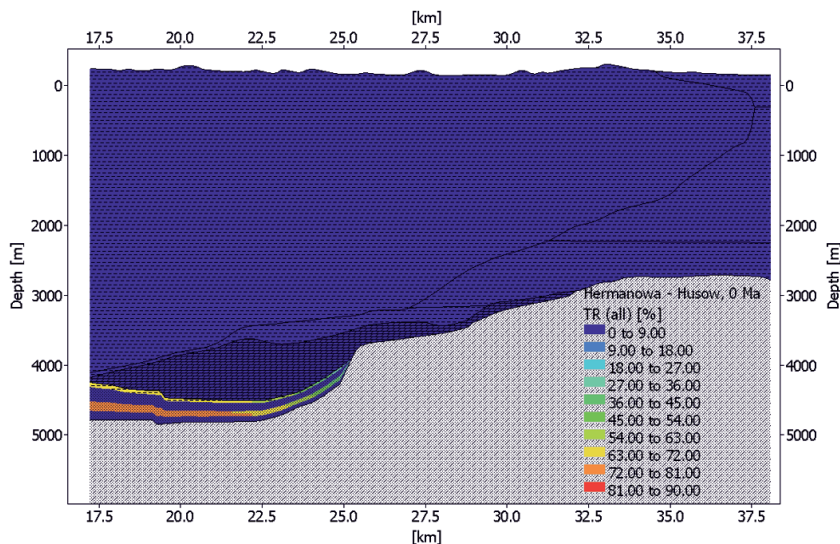


Rys. 15. Rozkład temperatury na przekroju Hermanowa-Husów w końcowym etapie nasuwania się Karpat

Fig. 15. Temperature distribution in the Hermanowa-Husów cross-section at the final stage of the overthrusting of the Carpathians

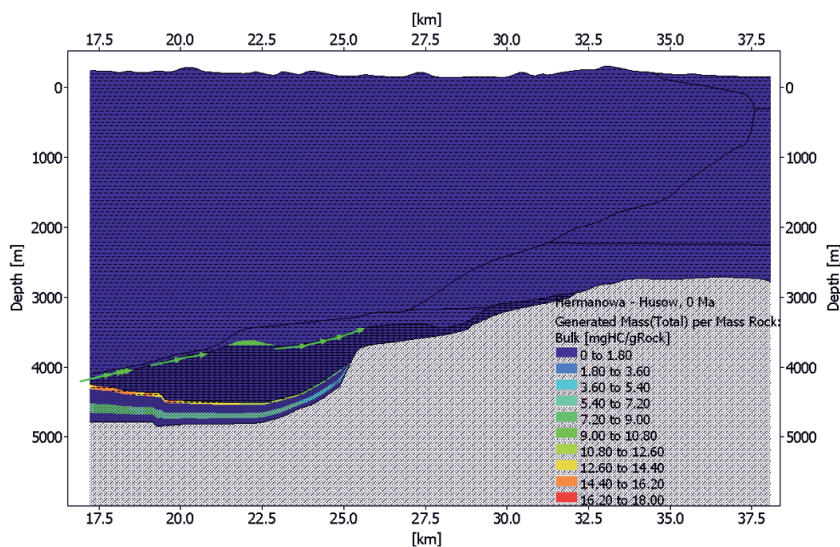
utworów miocenijskich bardziej znaczącą rolę odegrały procesy biogeniczne. W celu obliczenia ilości metanu wygenerowanego w wyniku tych procesów do modelu kinetycznego kerogenu utworów miocenijskich zaimplementowano kinetykę procesu mikrobiologicznego generowania gazu. Przyjęty model

zakładał dostępność 40% substancji organicznej dla procesów mikrobiologicznych, co przy takich założeniach doprowadziło do wygenerowania 14 mld m³ gazu. Rysunek 19 przedstawia sumaryczną wydajność procesów termicznych i biogenicznych generowania gazu przez miocenijskie skały macierzyste.



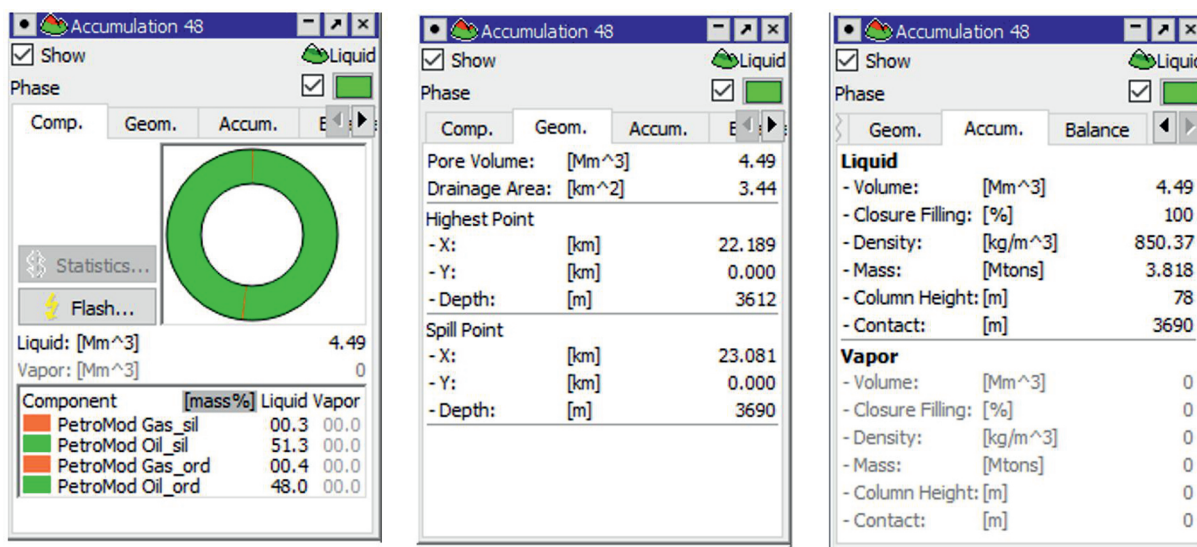
Rys. 16. Obecny stopień transformacji termicznej substancji organicznej w skałach macierzystych ordowiku i syluru

Fig. 16. The current degree of thermal transformation of organic matter in the Ordovician and Silurian source rocks



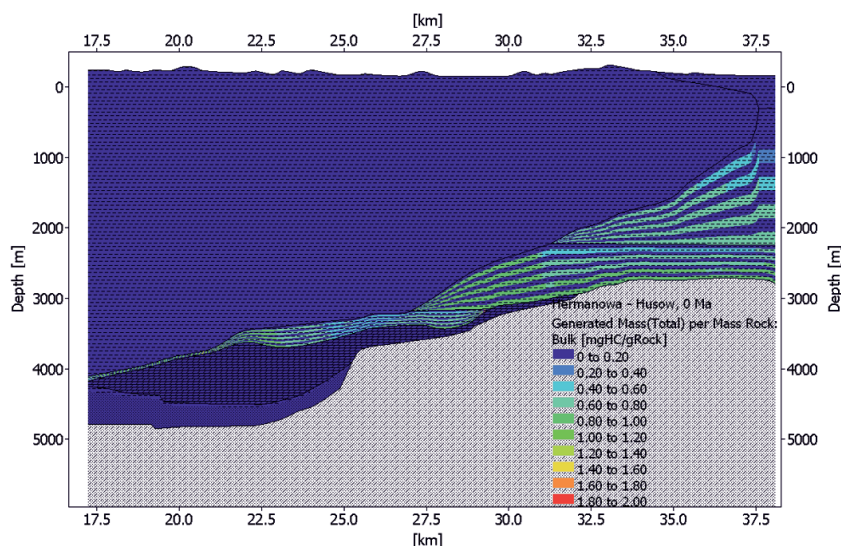
Rys. 17. Ilości wygenerowanych węglowodorów ze skał macierzystych dolnego paleozoiku wraz z wektorami migracji i lokalizacją złoża w stropie paleozoiczno-mezozoicznego piętra strukturalnego

Fig. 17. Amounts of generated hydrocarbons from Lower Paleozoic sources rocks together with migration vectors and localization of the field



Rys. 18. Parametry wymodelowanego złoża węglowodorów i napełniających je mediów złożowych

Fig. 18. Parameters of the modeled hydrocarbon field and predicted reservoir fluids properties



Rys. 19. Wydajność generowania metanu w mioceńskich poziomach macierzystych

Fig. 19. Methane generation yield of the Miocene source rocks

Podsumowanie i wnioski

Wnioski płynące z wyników zrealizowanej przez autorów pracy dotyczą dwóch aspektów: metodycznego oraz geologicznego.

Zaprezentowana w pracy metoda łącząca elementy strukturalnej rekonstrukcji silnie zaangażowanych tektonicznie obszarów z możliwościami modelowania systemów naftowych stwarza olbrzymie możliwości w zakresie interpretacji basenów naftowych. Szczególnego znaczenia nabiera ona w takich uwarunkowaniach geologicznych jak brzeżna strefa górotworu Karpat zewnętrznych, nasuniętego na utwory podłoża reprezentowanego przez kilka pięter strukturalnych.

Odtworzenie skomplikowanej i zmieniającej się w czasie budowy geologicznej wymaga zastosowania wysoce zaawansowanych narzędzi i programów symulacyjnych dających możliwości etapowego odtworzenia jej rozwoju i towarzyszącego temu szerokiego spektrum procesów fizykochemicznych zachodzących w górotworze. Zadania te wymagają zastosowania procedur umożliwiających rekonstrukcję przestrzennych pozycji poszczególnych elementów systemu naftowego na etapach jego geologicznej przebudowy, paleobatymetrii, miąższości zerodowanych wydzielań litostratygraficznych, paleomiąższości nasuniętego górotworu oraz skrócenia basenu. Wykorzystanie wyników etapowej rekonstrukcji budowy strukturalnej, przeprowadzonej za pomocą oprogramowania Dynel 2D, do budowy dynamicznego modelu systemu naftowego w programie PetroMod 2D pozwoliło odtworzyć i przeanalizować skutki tych procesów, które na każdym etapie rozwoju manifestują się zmianami wartości poszczególnych parametrów skał oraz ilościami węglowodorów, które zostały wygenerowane, a następnie ulegały ekspulsji, migracji i akumulacji. Wyniki pracy rzucają nowe światło na sposób doboru i przygotowania danych

wejściowych dla modelu, jak i sposób interpretacji uzyskanych wyników.

Pomimo że praca miała mieć głównie aspekt metodyczny i na potrzeby realizacji zamierzonego zadania dokonano pewnych uproszczeń, to jednak model symulacyjny badanego obszaru zbudowany był na podstawie rzeczywistych danych. Otrzymane wyniki modelowania ukazują przebieg procesów naftowych w poszczególnych etapach rozwoju basenu, dając możliwość śledzenia ich skutków. Dla przyjętych założeń ewolucji strukturalno-tektonicznej inicjacja generowania węglowodorów przez utwory starszego paleozoiku nastąpiła pod wpływem nasuwania się na nie górotworu karpackiego, co spowodowało wzrost ich pograżenia i w efekcie podgrzania. Ponadto nasuwający się orogen stanowił dobre uszczelnienie dla kolektorów niższych pięter strukturalno-tektonicznych, zwiększając szansę na akumulacje i zachowanie w ich obrębie złóż węglowodorów. Stwarza to optymistyczne wizje w kontekście poszukiwań złóż na tym obszarze.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Modelowanie 2D systemów naftowych w strefie brzeżnej nasunięcia Karpat zewnętrznych* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 0054/SG/2020, nr archiwalny: DK-4100-0042/2020.

Literatura

- Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J.F., Fuchs T., Hantschel T., Kauerauf A., Neumaier M., Schenk O., Swientek O., Tessen N., 2009. Basin and petroleum system modeling. *Oilfield Review*, 21(2): 14–29.
- Barker C., 1996. Thermal modeling of petroleum generation: theory and applications. *Elsevier Science*, 45. E-book, ISBN: 9780080542805.
- Buła Z., 2008. Tekst objaśniający. [W:] Buła Z., Habryn R. (red.). Atlas geologiczno-strukturalny paleozoicznego podłoża Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego. *Państwowy Instytut Geologiczny*, Warszawa: 1-75.

- Castelluccio A., Andreucci B., Zattin M., Ketcham R.A., Jankowski L., Mazzoli S., Szaniawski R., 2015. Coupling sequential restoration of balanced cross sections and low-temperature thermochronometry: The case study of the Western Carpathians. *Lithosphere*, 7(4): 367–378. DOI: 10.1130/L436.1.
- Chamberlin R.T., 1910. The Appalachian folds of central Pennsylvania. *The Journal of Geology*, 18(3): 228–251.
- Dore A.G., Auguston J.H., Hermanrud C., Steward D.J., Sylta Ø., 1993. Basin modeling: Advances and applications. *Norwegian Petroleum Society (NPF) special publication no. 3. Elsevier*.
- Gągała Ł., Vergés J., Saura E., Malata T., Ringenbach J.C., Werner P., Krzywiac P., 2012. Architecture and orogenic evolution of the northeastern Outer Carpathians from cross-section balancing and forward modeling. *Tectonophysics*, 532–535: 223–241. DOI: 10.1016/j.tecto.2012.02.014.
- Groshong R.H. Jr., 2006. 3-D Structural Geology: A practical Guide to Quantitative Surface and Subsurface Map Interpretation. 2nd edition. *Springer*.
- Grudzień T., Jasionowski M., Kafara D., Kijewska S., Kostrz-Sikora P., Kozłowska O., Laskowicz R., Rosowiecka O., Sobień K., Sokołowski J., Wyrwalska U., 2017. Pakiet danych geologicznych do postępowania przetargowego na poszukiwanie złóż węglowodorów. Obszar przetargowy „Błażowa”. *Archiwum Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego*.
- Hantschel T., Kauerauf A., 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. *Springer*: 1–434.
- Jachowicz M., 1997. Wyniki badań mikrofaunistycznych z rdzeni z odwiertu Nawsie 1. Dokumentacja wynikowa otworu. *Archiwum PGNiG. S.A., Warszawa*.
- Jankowski L., Kopciowski R., Ryłko W., 2012. Stan wiedzy o budowie geologicznej Karpat zewnętrznych pomiędzy rzekami Białą a Rysa – Dyskusja. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 499: 203–216.
- Jankowski L., Probulski J., 2011. Rozwój tektoniczno-basenowy Karpat zewnętrznych na przykładzie budowy geologicznej złóż Grabownica, Strachocina i Łodyna oraz ich otoczenia. *Geologia*, 37(4): 555–583.
- Jawor E., Baran U., 2004. Budowa geologiczna i charakterystyka utworów karbonu w południowej części bloku małopolskiego. Możliwości generowania węglowodorów w skałach karbonu południowej części bloku górnośląskiego i małopolskiego. [W:] Kotarba M. (red.). Możliwości generowania węglowodorów w skałach karbonu i dewonu w południowej części bloku górnośląskiego i małopolskiego. *Geosfera, Kraków*: 44–48.
- Karg H., Littke R., 2020. Tectonic control on hydrocarbon generation in the northwestern Neuquén Basin, Argentina. *AAPG Bulletin*, 104(10): 2173–2208. DOI: 10.1306/05082018171.
- Karnkowski P., 1993. Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2. Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. *Wydawnictwo Geosynoptyków „Geos”, Kraków*: 1–256.
- Karnkowski P., Głowacki E., 1961. O budowie geologicznej utworów podmiocęńskich przedgórz Karpat środkowych. *Kwartalnik Geologiczny*, 5(2): 372–423.
- Kosakowski P., 2013. 1D modeling of hydrocarbon generation and expulsion from Oligocene Menilite source rocks in the San and Styri rivers region (Polish and Ukrainian Carpathians). *Geological Quarterly*, 57(2): 307–324. DOI: 10.7306/gq.1086.
- Kosakowski P., Więclaw D., Kotarba M.J., 2009. Charakterystyka macierzystości wybranych utworów fliszowych w przygranicznej strefie polskich Karpat zewnętrznych. *Geologia*, 35: 155–190.
- Kotarba M.J., Koltun Y.V., 2006. The origin and habitat of hydrocarbons of the Polish and Ukraine parts of the Carpathian Province. *AAPG Memoir*, 84: 321–368. DOI: 10.15576/GLL/2014.3.65.
- Kotarba M.J., Więclaw D., Dziadzio P., Kowalski A., Bilkiewicz E., Kosakowski P., 2013. Organic geochemical study of source rocks and natural gas and their genetic correlation in the central part of the Polish Outer Carpathians and Palaeozoic-Mesozoic basement. *Marine and Petroleum Geology*, 56: 97–122. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.03.014.
- Maksym A., Baszkiewicz A., Gregosiewicz Z., Kranc A., Liszka B., Zdanowski P., 2001. Środowiska sedymentacji i właściwości zbiornikowe utworów najwyższej jury i kredy dolnej rejonu Brzeźówka–Zagorzyce na tle budowy geologicznej S części zapadliska przedkarpackiego. *Przegląd Geologiczny*, 49(5): 401–407.
- Maksym A., Śmist P., Pietrusiak M., Staryszak G., Liszka B., 2003. Nowe dane o rozwoju utworów dolnopaleozoicznych w rejonie Sędziszów–Rzeszów w świetle wyników wiercenia Hermanowa-1. *Przegląd Geologiczny*, 51(5): 412–418.
- Matyasik I., 2011. Biomarkery w charakterystyce systemów naftowych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, 177: 1–220.
- Matyasik I., Dziadzio P.S., 2006. Reconstruction of Petroleum Systems Based on Integrated Geochemical and Geological Investigations: Selected Examples from the Middle Outer Carpathians in Poland. *AAPG Memoir*, 84: 497–518. DOI: 10.1306/985618M843076.
- Matyasik I., Leśniak G., Such P., 2015. Elementy systemu naftowego Karpat. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 203: 1–121.
- Moryc E., 1992. Budowa geologiczna utworów podłoża miocenu w rejonie Sędziszów Małopolski–Rzeszów i ich perspektywiczność. *Nafta-Gaz*, 48: 205–223.
- Moryc E., 1996. Budowa geologiczna utworów podłoża miocenu w rejonie Pilzno–Dębica–Sędziszów Małopolski. *Nafta-Gaz*, 52: 521–550.
- Neumaier M., Littke R., Hantschel T., Maerten L., Joonnekindt J.P., Kukla P., 2014. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela. *AAPG Bulletin*, 98(7): 1325–1350. DOI: 10.1306/01131412157.
- Poprawa P., Kosakowski P., Wróbel M., 2010. Burial and thermal history of the Polish part of the Baltic region. *Geological Quarterly*, 54: 131–142.
- Schönborn G., 1999. Balancing cross sections with kinematic constraints: The Dolomites (northern Italy). *Tectonic*, 18: 527–545.
- Sclater J.G., Christie P.A.F., 1980. Continental stretching: An explanation of the Post-Mid-Cretaceous subsidence of the central North Sea Basin. *Journal of Geophysical Research*, 85: 3711–3739. DOI: 10.1029/JB085iB07p03711.
- Słoczyński T., Drozd A., 2018. Methane potential of the Upper Silesian Coal Basin carboniferous strata – 4D petroleum system modeling results. *Nafta-Gaz*, 10: 703–714. DOI: 10.18668/NG.2018.10.01.
- Słoczyński T., Drozd A., Sowizdżał K., 2017. Ocena potencjału zasobowego CBM (coal bed methane) oraz możliwości występowania akumulacji gazu ziemnego typu tight w formacjach piaskowcowo-mułowcowych GZW. *Nafta-Gaz*, 10: 739–749. DOI: 10.18668/NG.2017.10.03.
- Sowizdżał K., Słoczyński T., Matyasik I., Stadtmüller M., 2015. Analiza paleozoicznego systemu naftowego w strefie brzeźnej nasunięcia Karpat fliszowych. *Nafta-Gaz*, 9: 632–642.
- Sowizdżał K., Słoczyński T., Sowizdżał A., Papiernik B., Machowski G., 2020. Miocene Biogas Generation System in the Carpathian Foredeep (SE Poland): A Basin Modeling Study to Assess the Potential of Unconventional Mudstone Reservoirs. *Energies*, 13(7): 1–26. DOI: 10.3390/en13071838.
- Sowizdżał K., Słoczyński T., Stadtmüller M., Kaczmarczyk W., 2018. Lower Paleozoic petroleum systems of the Baltic basin in northern Poland: A 3D basin modeling study of selected areas (onshore and offshore). *Interpretation*, 6(3): 1–50. DOI: 10.1190/int-2017-0194.1.

Spunda K., 2020. Modelowanie 1D procesów generowania węglowodorów z warstw istebniańskich w profilu odwiertu nawiercającego utwory jednostki śląskiej. *Nafta-Gaz*, 2: 57–75. DOI: 10.18668/NG.2020.02.01.

Spunda K., Matyasik I., 2019. Geochemiczna charakterystyka próbek z warstw istebniańskich jako skał potencjalnie macierzystych. *Nafta-Gaz*, 3: 139–149. DOI: 10.18668/NG.2019.03.02.

Tissot B.P., Welte D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R., 1997. *Petroleum and Basin Evolution. Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and*

Basin Modeling. *Geological Magazine*, 134(4): 575–582. DOI: 10.1017/S001675689722738X.



Mgr inż. Karol SPUNDA
Asystent w Zakładzie Geologii i Geochemii
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: karol.spunda@inig.pl



Mgr inż. Tomasz SŁOCZYŃSKI
Główny specjalista inżynierijno-techniczny
w Zakładzie Geologii i Geochemii
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: tomasz.sloczynski@inig.pl



Dr inż. Krzysztof SOWIŹDZAŁ
Adiunkt w Zakładzie Geologii i Geochemii
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: krzysztof.sowizdzal@inig.pl

OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU INŻYNIERII NAFTOWEJ

- analiza przyczyn oraz badania stopnia uszkodzenia skał zbiornikowych w strefieprzotytorowej,
- ocena głębokości infiltracji fazy ciekłej doskał zbiornikowych,
- ocena wpływu roztworów soli i cieczy wiertniczych na skały ilaste strefy przotytorowej,
- pomiary parametrów reologicznych cieczy i niektórych ciał stałych w zakresie temperatur od –40 do 200°C oraz ciśnienia do 150 bar,
- ocena stateczności ścian otworów wiertniczych,
- symulacja eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu ziemnego wykonanych w utworach solnych, z uwzględnieniem konwergencji komór,
- zastosowanie technologii mikrobiologicznych do stymulacji odwiertów oraz usuwania osadów parafinowych w odwiertach i instalacjach powierzchniowych,
- projektowanie zabiegów mikrobiologicznej intensyfikacji wydobycia ropy (MEOR),
- projektowanie zabiegów odcinania doptywu wód złożowych do odwiertów,
- określanie nieredukowalnego nasycenia próbek skały wodą złożową,
- testy zawadniania z użyciem wody, solanki lub CO₂,
- fotograficzne dokumentowanie rdzeni wiertniczych wraz z dowiezaniem wyników badań laboratoryjnych i innych informacji,
- określanie właściwości mechanicznych oraz sejsmoakustycznych skał w próbach okrucowych,
- oznaczenie kątów kontaktu, napięć powierzchniowych i międzyfazowych,
- badania ścisłości przestrzeni porowej skał,
- analiza zjawisk migracji i ekshalacji gazu ziemnego oraz występowania ciśnień w przestrzeniach międzyrurowych,
- interpretacja wyników opróbowań i testów hydrodynamicznych metodami oprogramowaniem autorstwa INIG – PIB,
- określanie zdolności produkcyjnej odwiertów,
- opracowywanie specjalistycznego oprogramowania z zakresu inżynierii naftowej.



Kierownik: mgr inż. Paweł Budak Adres: ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
Telefon: 12 617 76 65 Faks: 12 430 38 85 E-mail: pawel.budak@inig.pl



INSTYTUT NAFTY I GAZU
– Państwowy Instytut Badawczy