

## Krytyczne elementy systemów naftowych w basenach sedymentacyjnych Polski

Paweł Henryk Karnkowski<sup>1</sup>, Irena Matyasik<sup>2</sup>



P.H. Karnkowski I. Matyasik

**Critical elements of petroleum systems in the sedimentary basins in Poland.** *Prz. Geol.*, 64: 639–649.

*Abstract.* Progress in geological, geophysical and drilling sciences during the past 30 years has introduced to hydrocarbon exploration the concept of petroleum system, understood as an analysis of the factors necessary for formation and preservation of oil and natural gas deposits. The final evaluation of petroleum system is the product of all factors involved in the formation of hydrocarbon accumulations, which must be preserved proper chronology of events in the geological space. Such interdependences build often synergistic or antagonistic configurations. These configurations are called critical elements of the petroleum system. Reliable and comprehensive analysis of critical elements of petroleum system in sedimentary basins in Poland lets identify potential new areas of hydrocarbon exploration. In this context, a particularly promising area is the petroleum system of the Pila Claystone Formation (central part of the Polish Rotliegend Basin) and deep "Carpathians" with their palaeo-mesozoic basement and deeper part of the Carpathian Foredeep.

*promising area is the petroleum system of the Pila Claystone Formation (central part of the Polish Rotliegend Basin) and deep "Carpathians" with their palaeo-mesozoic basement and deeper part of the Carpathian Foredeep.*

**Keywords:** petroleum system, sedimentary basin, Poland

Analiza basenów sedymentacyjnych, wprowadzona do praktyki geologicznej w latach 80. XX w., jest obecnie standardową procedurą w poszukiwaniach naftowych (Dadlez, 1989; Allen & Allen, 1990; Miall, 1996;). Została ona jednak poprzedzona rozwojem badań sejsmicznych, geochemicznych, stratygraficznych, sedymentologicznych, petrologicznych i petrofizycznych. Wszystkie te elementy są dodatkowo wspomagane wysoką technologią wierceń i pomiarami geofizyki wiertniczej. Nauki podstawowe w geologii zyskały potężny aparat badawczy, z którego powstały w ostatnich 40 latach takie dyscypliny jak stratygrafia sejsmiczna, stratygrafia sekwencji, sedymentologia systemów depozycyjnych, geotektoniczne uwarunkowania pochodzenia i rozwoju basenów sedymentacyjnych, ewolucja dojrzałości materii organicznej w basenach sedymentacyjnych oraz szerokie spektrum wysublimowanych badań geochemii organicznej w skałach osadowych. Wszystkie te elementy w sferze geologii naftowej służą do poszukiwania złóż, a w zakresie geologii podstawowej przyczyniają się do lepszego poznania procesów geologicznych w skali regionalnej i globalnej, prowadząc do holistycznego stanowiska w naukach o Ziemi.

Nowoczesne podejście do poszukiwań węglowodorów wymaga nowego sposobu klasyfikacji i syntezy danych geologicznych, geochemicznych i geofizycznych, które powinny być ukierunkowane na modelowanie procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów w ujęciu przestrzenno-czasowym. Łączenie tych wszystkich informacji prowadzi do zbudowania spójnego modelu tzw. systemu naftowego, będącego odwzorowaniem elementów i procesów, które są kluczowe dla uformowania złóż węglowodorów w danym rejonie geologicznym. Pod pojęciem systemu naftowego rozumiemy „dynamiczny zespół reakcji (czynników) fizykochemicznych prowadzących do powstania akumulacji węglowodorów, działający w

przestrzeni i czasie geologicznym” (Hantshel & Kauerauf, 2009). Każdy z tych czynników ma swoją pozycję i rolę w systemie naftowym. Końcowa ocena systemu to iloczyn wszystkich czynników. Łatwo zauważyć, że jeżeli choć jeden z elementów systemu naftowego nie będzie pozytywny, to wynik końcowy też taki nie będzie. Ta prosta konstatacja zmusza geologów naftowych do szczegółowego badania każdego elementu systemu naftowego i dokonywania ocen na podstawie szerokiego spektrum uzyskanych wyników (Booth i in., 1998). Jest to zabieg absolutnie konieczny, gdyż poszukiwania muszą się koncentrować w strefach najbardziej perspektywicznych i unikać obszarów, gdzie nie są spełnione warunki systemu naftowego. Takie podejście ułatwia wyróżnianie prowincji naftowych, czyli części basenów sedymentacyjnych spełniających kryteria systemu naftowego. W związku z tym, że w historii geologicznej w jednym miejscu może występować kilka generacji różnych basenów sedymentacyjnych, tak samo prowincja naftowa może składać się z kilku różnych systemów naftowych.

Złożoność problematyki systemów naftowych jednak nie kończy się na powyższych stwierdzeniach. Wszystkie procesy geologiczne prowadzące do nagromadzenia węglowodorów zachodzą w czasie oraz przestrzeni i muszą mieć zachowaną odpowiednią chronologię zdarzeń.

Temperatura jest jednym z czynników kontrolujących przebieg wielu procesów, mających wpływ na powstawanie złóż węglowodorów, takich jak np. czas i tempo generowania węglowodorów, czy też diagenaza i cementacja osadów prowadząca do zmian przepuszczalności i porowatości skał uszczelniających i zbiornikowych. Istotą konstruowania modeli termicznych jest rekonstrukcja przebiegu zmian wartości strumienia ciepłego oraz rozkładu paleotemperatur w czasie pograżania osadowego wypełnienia basenu sedymentacyjnego. Model termiczny

<sup>1</sup> Wydział Geologii, Uniwersytet Warszawski, Al. Żwirki i Wigury 93, 02-089 Warszawa; karnkowski@uw.edu.pl.

<sup>2</sup> Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków; matyasik@inig.pl.

basenu jest budowany na podstawie jednowymiarowych modeli wykonanych dla pojedynczych odwiertów. Konstrukcja takiego modelu termicznego wymaga określenia wartości parametrów brzegowych, którymi są strumień ciepły podłoża (HF – *Heat Flow*) i temperatura kontaktu woda/sedyment (SWIT – *Sediment Water Interface Temperature*).

Często w literaturze dotyczącej zagadnienia systemów naftowych takie istotne zdarzenia nazywa się elementami krytycznymi, do których zalicza się m.in.: warunki i czas generacji węglowodorów na tle powstawania pułapek czy przestrzenną zmienność parametrów petrofizycznych skał zbiornikowych względem czasu i kierunków migracji węglowodorów. Zatem parametry krytyczne to współzależność elementów systemu naftowego. Jeżeli nawet indywidualna ocena elementu systemu naftowego jest pozytywna, to może się okazać, że w połączeniu z innym elementem, którego czas i zakres działania nie stworzy synergii, w konsekwencji też nie daje pozytywnego wyniku. W zdecydowanej większości basenów sedymentacyjnych Polski są prowadzone poszukiwania naftowe. Ilość obecnych informacji geologicznych jest już dość duża, w związku z czym dokonano poniżej oceny ich potencjału naftowego. Warto jednak zwrócić uwagę na współzależności pomiędzy elementami systemu naftowego, żeby z jednej strony ustrzec się niepotrzebnych kosztów prac poszukiwawczych, a z drugiej – ewentualnie poszerzyć zakres poszukiwań i nowych koncepcji, których podstawą są wyniki otrzymane z analizy krytycznych elementów systemów naftowych.

## BASEN POLSKI

Basen polski to nagromadzenie osadów głównie permsko-mezozoicznych na Niżu Polskim (Dadlez, 1989; Karnkowski, 2000). Tworzenie tego basenu rozpoczęło się w końcu karbonu i trwało do przełomu kredy i paleogenu, kiedy w wyniku ruchów laramijskich nastąpiła w większej części basenu inwersja. Powstałe wtedy duże jednostki geologiczne (antyklinoria, synklinoria i monoklina przedsudecka) tworzą główne jednostki tektoniczne Niżu Polskiego. Głównymi poziomami, w których występują złoża węglowodorów, są: przystropowa część czerwonego spągowca, wapień cechsztyński i utwory węglanowe doloMITU głównego (Karnkowski, 2007). Podłoże basenu permskiego na Pomorzu Zachodnim stanowią głównie utwory karbonu górnego, które wchodzi w skład podłoża platformy epikaledońskiej. Na pozostałym obszarze w podłożu permu występują waryscydy. Skałami macierzystymi są więc zarówno sfałdowane i silnie zdiagenezowane utwory podłoża waryscyjskiego, jak i platformowe utwory silikoklastyczne o słabym stopniu zaburzenia tektonicznego i stosunkowo słabo zdiagenezowane. Informacja o rodzaju skał macierzystych (ilość i jakość materii organicznej) powinna pomóc w określaniu stref gazonośnych (Kotarba i in., 2014). Okazuje się jednak, że najistotniejszym czynnikiem w przypadku skał macierzystych jest ich historia termiczna. W większości przypadków w cyklu termicznym temperatury osiągały i przekraczały granicę gazu suchego. W gazach Niżu Polskiego jest stosunkowo dużo azotu, który może pochodzić z wysokotemperaturowego rozkładu celulozy, a nawet z procesów nieorganicznych. Jakość

gazu ziemnego jest więc uwarunkowana nie tylko jakością i ilością materii organicznej, ale również przeobrażeniem tej materii w zależności od historii termicznej poszczególnych stref generacyjnych. Dobrym przykładem jest zatem południowa monoklina przedsudecka, gdzie zawartość azotu w gazie ziemnym często przekracza 50%. Ten anomalny skład gazu jest związany z historią rozwoju basenu permiego, gdzie w jego południowo-zachodniej części w permie i starszym mezozoiku rozwijała się szeroka strefa ryftowa z wysokim strumieniem ciepłym (Karnkowski, 1999). Wysokie zawartości azotu w gazach Pomorza Zachodniego to z kolei efekt silnego podgrzania w karbonie (Karnkowski, 1996). W permie wartości strumienia ciepłego były zbliżone do współczesnych. Omawiany powyżej przypadek to interakcja skały macierzystej i historii termicznej. Krytycznym elementem jest określenie maksymalnych temperatur w przemianie kerogenu w gaz. Dotychczasowe wyniki pokazują, że poza monokliną przedsudecką i Pomorzem Zachodnim w karbonie i/lub w permie nie występowały anomalnie wysokie temperatury, którym były poddane skały macierzyste. Z tego punktu widzenia cała centralna część basenu polskiego powinna mieć korzystne parametry składu gazu ziemnego (Karnkowski, 2007).

Skałami uszczelniającymi dla gazów w utworach karbońskich, dolnopermskich i w wapieniu cechsztyńskim są ewaporaty cechsztyńskie (Wagner, 1988). Jest to uszczelnienie o zasięgu regionalnym i obejmuje praktycznie cały Niż Polski. Zatem, pomimo że mamy aż trzy różne poziomy skał zbiornikowych, w istocie należą one do tego samego systemu naftowego: te same skały macierzyste i takie samo uszczelnienie pułapek. Z punktu widzenia geochemii procesów złożotwórczych krytyczne elementy będą takie same. Jednak same pułapki, ich forma, geneza i czas powstawania są już obiektem odrębnych badań i osobnej oceny. Na monoklinie przedsudeckiej wapień cechsztyński występuje w formie rozległej platformy węglanowej. Na wale wolsztyńskim wapień cechsztyński (Ca1) tworzy tylko odosobnione biohermy o miąższości do kilkudziesięciu metrów. Biohermy te nierzadko rozwinęły się więc wprost na waryscyjskim podłożu lub na permskich wulkanitach, ale cechy geochemiczne gazów są identyczne jak w czerwonym spągowcu. Hydrauliczna łączność pomiędzy wapieniami cechsztyńskimi i skałami klastycznymi w przystropowej części czerwonego spągowca jest bardzo dobra i gaz migruje do najwyższego punktu pułapki złożowej (niezależnie od litofacji), aż do uszczelnienia ewaporatami cechsztyńskimi.

W przystropowej części czerwonego spągowca w basenie permskim tylko w pewnym zakresie przestrzennym występują skały zbiornikowe (formacja piaskowców z Siekierok) (ryc. 1). Ich właściwości petrofizyczne są zmienne i to do tego stopnia, że niekiedy mają stosunkowo dobrą porowatość, ale bardzo słabą przepuszczalność (przypadek rejonu Siekierok koło Poznania). O ile ogólnie uważa się, że eoliczne piaskowce czerwonego spągowca są dobrymi skałami zbiornikowymi, to jednak w pewnych przypadkach słaba przepuszczalność eliminuje te skały z zakresu konwencjonalnych skał zbiornikowych i plasuje w obszarze *tight gas*. A to już jest inne zagadnienie poszukiwawcze i eksploatacyjne. Krytyczny element kryje się we właściwym rozpoznaniu (rozdzieleniu) skał zbiornikowych od

skał typu *tight gas*. Większość pułapek w utworach czerwonego spągowca basenu permskiego to pułapki strukturalne, choć i inne typy powinny być brane pod uwagę (Karnkowski i in., 1997a, b).

W lokalnej ocenie struktury nie bierze się pod uwagę zamknięcia krytycznego pułapki, które decyduje o zatrzymaniu węglowodorów w jej obrębie. Jeżeli kąt regionalnego nachylenia powierzchni stropowej czerwonego spągowca jest stosunkowo duży, to pułapka musi mieć odpowiednio dużą amplitudę. Zachodnia monoklina przedsudecka (na zachód od strefy dyslokacyjnej Poznań–Oleśnica) w poziomie dolnego permu ma nachylenie około  $1^\circ$  na N, a na wschód od tej strefy około  $2^\circ$ . To powoduje, że minimalna amplituda dla struktur na monoklinie o nachyleniu  $1^\circ$  wynosi 15–20 m, a przy  $2^\circ$  – już dwukrotnie więcej. Regionalne aspekty tektonicznych uwarunkowań postawienia pułapek w tym przypadku muszą być brane pod uwagę i stanowią krytyczny element systemu naftowego złóż gazu ziemnego w czerwonym spągowcu (Karnkowski, 1985).

Uszczelnienie cechsztyńskie nie jest jedynym w basenie dolnopermskim, które ma znaczenie regionalne (ryc. 1). W centralnej jego części występuje formacja iłowców z Piły, w której (w jej dolnej części) notuje się miąższe wkładki piaskowców eolicznych lub aluwialnych. Jest to zatem system naftowy analogiczny do systemu występującego w tym samym basenie sedimentacyjnym na terenie Niemiec i Holandii. Największe złożo gazu ziemnego w Europie – Groningen ( $2,5 \text{ bln m}^3$  gazu) – jest uszczelnione nie ewaporatami cechsztyńskimi, a iłowcami czerwonego spągowca (formacja Silverpit). Wiele przesłanek wskazuje na to, że i w Polsce może być podobna sytuacja. Krytycznym elementem jest pułapka, która musi być stosunkowo duża ( $50\text{--}200 \text{ mld m}^3$  gazu) ze względu na koszty udostępnienia złoża, które nie będzie znajdowało się płycej niż 5000 m poniżej poziomu terenu. Dobrym przykładem dla nas jest złożo Sohlingen w Niemczech, które odpowiada powyższym kryteriom. Szkoda, że wiercenie Kutno-2 nie mogło potwierdzić profilu czerwonego spągowca poniżej dopuszczalnego w projekcie interwału, gdyż wyniki techniczne wiercenia w jego ostatniej fazie (bardzo wysokie ciśnienie gazu) dają asumpt do dalszego zajmowania się poszukiwaniami w utworach formacji iłowców z Piły, gdzie pod uszczelnieniem ilastym gaz może być w piaskowcach eolicznych/aluwialnych, w wulkanitach, a nawet w spękanym podłożu warwscyjskim. Tych elementów krytycznych w omawianym przypadku jest kilka (duża pułapka, duża głębokość, niepewność występowania skał zbiornikowych, czas tworzenia się pułapki – przed lub pomigracyjny), jednak to wyzwanie do pokonania (ryc. 1).

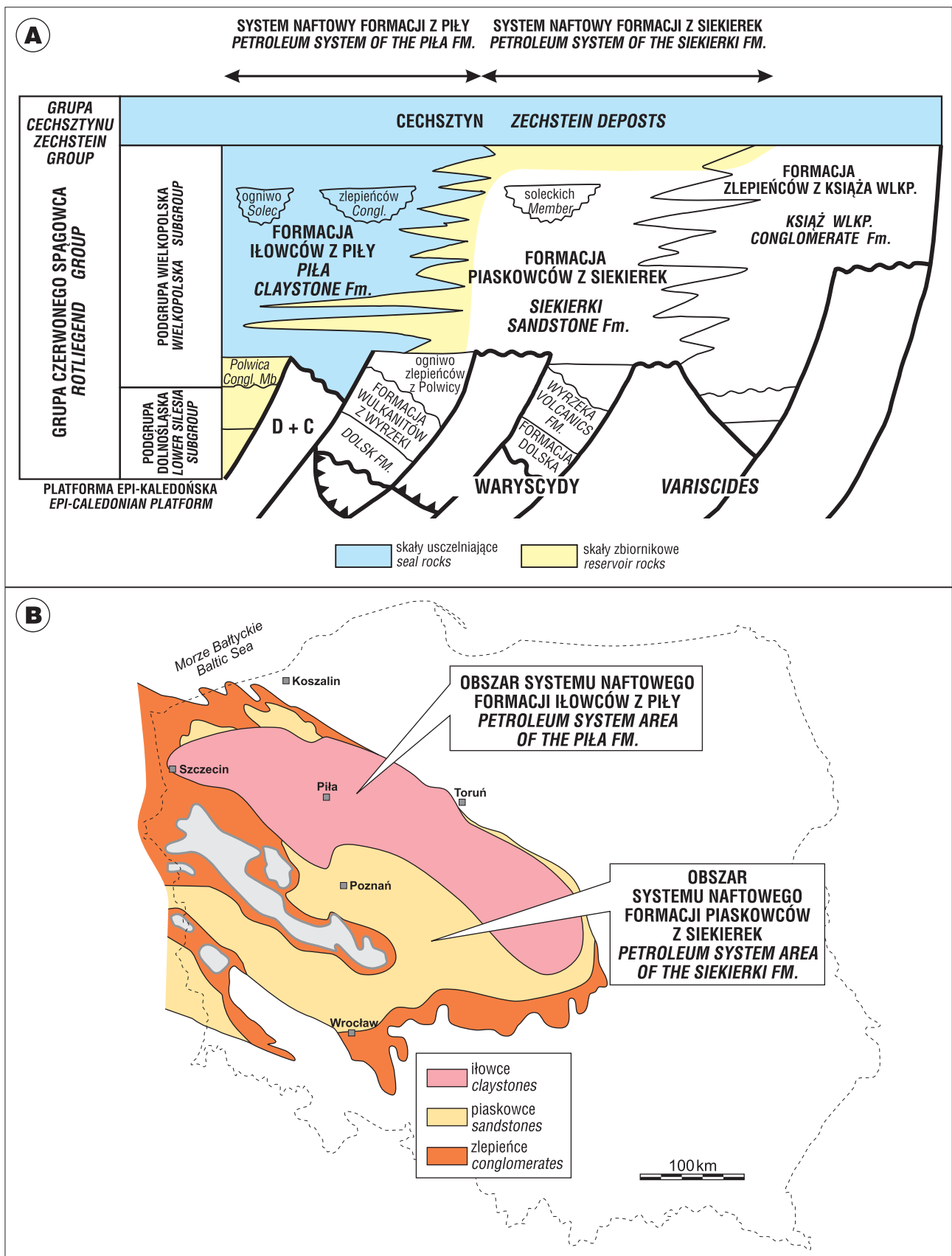
Dolomit główny (Ca2) stanowi prawie zamknięty układ systemu naftowego: skały macierzyste i zbiornikowe są praktycznie te same, a ze skał macierzystych generuje z reguły ropa naftowa, która kumuluje się w porowatych utworach biohermalnych bariery węglanowej. Gazowe i ciekłe węglowodory występujące w obrębie utworów dolomitu głównego (Ca2) mają wyraźną charakterystykę geochemiczną, która pozwala na odróżnianie ich od węglowodorów pochodzących z karbonu lub innych utworów permskich. Główny typ materii organicznej, z której powstały węglowodory w obrębie dolomitu głównego (Ca2), ma pochodzenie mikrobialne (Słowakiewicz &

Gąsiewicz, 2013). Mamy zatem dobrze zdefiniowany zespół skał i procesów złożotwórczych. Krytycznym elementem jest tutaj przebieg tych procesów w funkcji historii termicznej. Modelowania geologiczne w powiązaniu z badaniami geochemicznymi pokazują, że na obszarze monokliny przedsudeckiej już w końcu jury wystąpiły warunki do generacji węglowodorów zbliżone do dzisiejszych (Karnkowski, 2000). Inwersja obszaru basenu sedimentacyjnego na monoklinie przedsudeckiej z końcem jury zatrzymała procesy generacyjne węglowodorów. W okresie kredy (szczególnie kredy późnej) nie wystąpiły warunki pograżenia przewyższające te, osiągnięte w końcu jury. Trochę inaczej jest na Pomorzu Zachodnim, gdzie w okresie kredowym wystąpiła główna faza generacyjna, która trwa aż do dziś. W ocenie systemu naftowego dolomitu głównego (Ca2) krytycznym elementem jest interakcja pomiędzy fazami generacyjnymi ropy naftowej, a odpowiednimi warunkami petrologiczno-sedymenacyjno-geochemicznymi. Część dobrze wykształconych barier węglanowych na granicy Pomorza Wschodniego i Zachodniego zawiera materię organiczną do generowania węglowodorów. Zmiany warunków strukturalnych w obrębie poszczególnych elementów złożowych w dolomicie głównym decydują o migracji wtórnej i ostatecznym napełnieniu oraz zachowaniu złoża w pułapce. Tylko poprzez modelowania geologiczne i analizę zmiany układów strukturalnych można w pełni ocenić krytyczne elementy dolomitu głównego (Ca2) (ryc. 2).

Mezozoik basenu polskiego stanowił wyzwanie dla poszukiwań naftowych już w okresie międzywojennym. Przez prawie pięćdziesiąt lat, po drugiej wojnie światowej, wracano do tego zagadnienia z różnym natężeniem. Niestety nie udało się odkryć żadnych złóż węglowodorów. Jednak nawet po roku 2000 pojawiały się firmy, które otrzymały koncesje na poszukiwanie w utworach mezozoicznych Niżu Polskiego. Istnieje wiele przesłanek, które skłaniają do podjęcia ryzyka, ale istotne są tutaj krytyczne elementy mezozoicznego systemu naftowego basenu polskiego. Pierwszym z nich jest brak uszczelnienia regionalnego. Potencjalne złoża występowałyby w utworach jury górnej, a zatem uszczelnienie musi być górnojurajskie lub kredowe. Niestety, nie można wskazać, z punktu widzenia regionalnego, takiego uszczelnienia. Badania geochemiczne i modelowania geologiczne wskazują, że tylko obszar Kujaw i część synklinorium łódzkiego mogą być rozpatrywane jako potencjalny obszar poszukiwań. Uzyskane tam objawy węglowodorów są zachęcające. Wszystkie potencjalne pułapki (antykliny) zostały nawiercone, ale nigdzie nie uzyskano przypiływów przemysłowych. Autor (PHK) uważa, że należy zwrócić uwagę na możliwość powstawania gazów niskotemperaturowych (jak w zapadlisku przedkarpaccim) i kumulowania się ich w pułapkach litofajalnych (stratygraficznych). Taki punkt widzenia przenosi spojrzenie na zupełnie inny element krytyczny, który dotychczas nie był brany pod uwagę w poszukiwaniach w mezozoiku Niżu Polskiego.

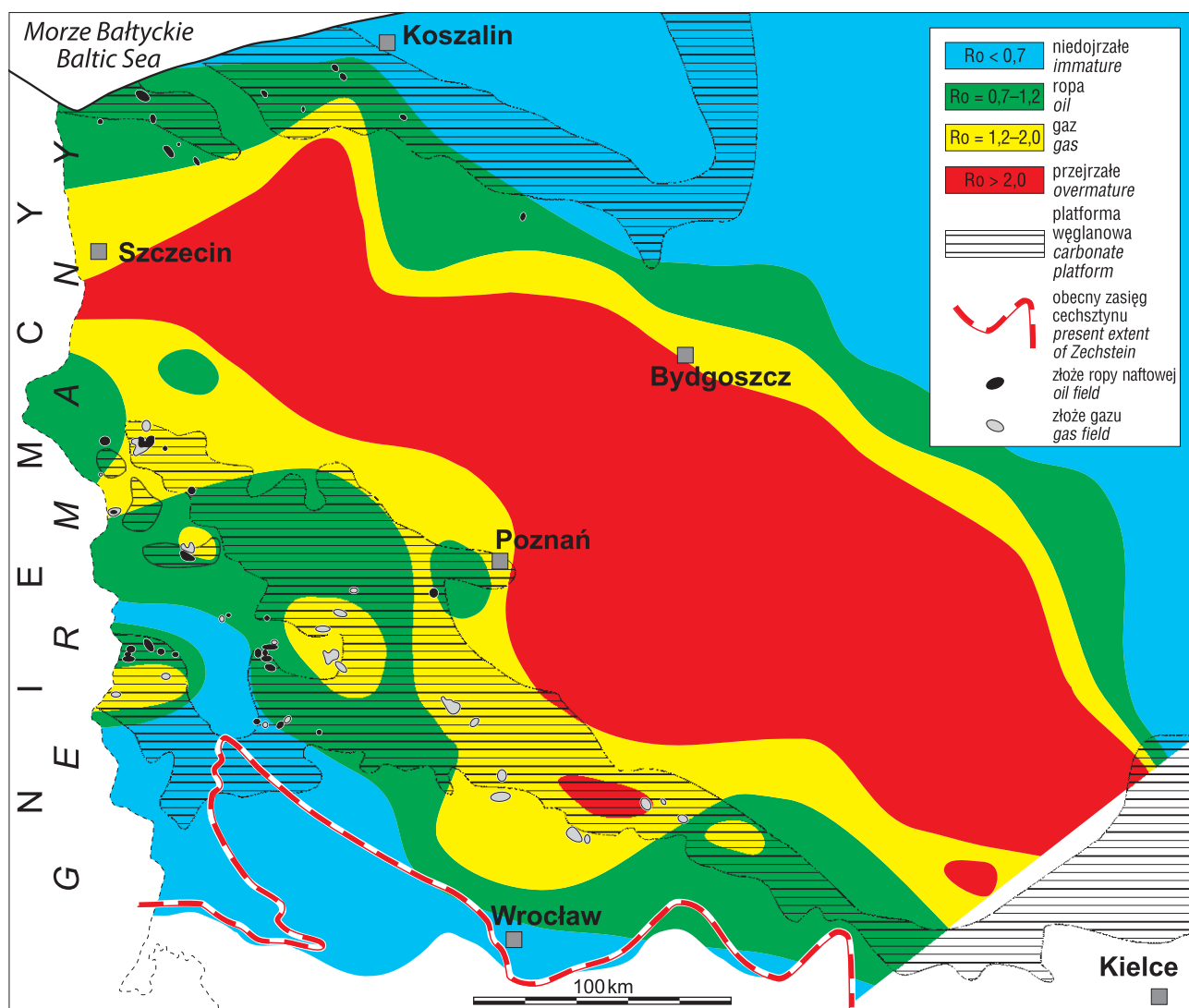
## KARPATY

System naftowy Karpat jest wyjątkowo skomplikowany, tak jak wszystkich obszarów orogenicznych będących przedmiotem poszukiwań złóż węglowodorów (Kuśmie-



**Ryc. 1.** Systemy naftowe czerwonego spagowca w basenie polskim (system formacji piaskowców z Siekierek i system formacji iłowców z Piły): **A** – schemat litostatygraficzny czerwonego spagowca z zaznaczeniem skał zbiornikowych i skał uszczelniających obu systemów, pozostałe czynniki systemu naftowego są dla obu przypadków podobne; **B** – obszar występowania formacji piaskowców z Siekierek i formacji iłowców z Piły

**Fig. 1.** Rotliegend Petroleum systems in the Polish Basin (system of the Siekierki Sandstone Formation and system of the Piła Claystone Formation): **A** – lithostratigraphy of Rotliegend with marked reservoir and seal rocks for both systems, other factors for the both cases are similar; **B** – area of the Siekierki Sandstone and Piła Claystone Formations



**Ryc. 2.** Współzależność stref dojrzałości materii organicznej w utworach dolomitu głównego w basenie polskim na tle występowania platformy węglanowej Ca<sub>2</sub>, jako potencjalnej pułapki wygenerowanych węglowodorów (wg Karnkowskiego, 2000; zmienione)  
**Fig. 2.** Interdependence zones maturity of organic matter in the Main Dolomite (Ca<sub>2</sub>) in the Polish Basin and Ca<sub>2</sub> carbonate platform, as a potential trap for generated hydrocarbons (after Karnkowski, 2000; modified)

rek, 1990). Niejednokrotnie z akumulacją węglowodorów występujących w różnych strukturach fałdowych w Karpatach Zewnętrznych nasuwa się pytanie o źródła zasilania rop zakumulowanych w jednostce śląskiej, skolskiej czy dukielskiej. Złoża ropy naftowej w jednostce śląskiej występują w piaskowcach istebniańskich, ciężkowickich, śródmienilitowych piaskowcach magdaleńskich i krośnieńskich, a w jednostce dukielskiej – w piaskowcach cergowskich. Niektóre akumulacje węglowodorów w jednostce dukielskiej (dukielsko-michowskiej) wiążą się również z mocno spękanymi seriami łupkowymi, tzw. warstwami grybrowskimi (Karnkowski, 2007). W jednostce skolskiej większość złóż ropy naftowej występuje w piaskowcach śródmienilitowych-kliwskich.

Jednym z ważniejszych elementów systemu naftowego, którego rozpoznanie ma ogromne znaczenie w poprawnej jego interpretacji, obok skał macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających, jest system migracji, który w pasach fałdowo-nasuwczych ma charakter rozproszonej migracji (Al-Ameri i in., 2009; Mann i in., 1997). Dyspersja węglowodorów i ich akumulacja są uzależnione od

architektury litofacji oraz ich stylu tektonicznego. Zjawiska zaburzające te elementy nie sprzyjają formowaniu się długich stref migracji. W takich układach geologicznych dominują relatywnie krótkie, pionowe i boczne drogi migracji. Dodatkowo występuje problem remigracji podczas późniejszych ruchów tektonicznych i reaktywacji lub tworzenia nowych uskoków (Kisielow & Wdowiarski, 1967). Obecnie wiadomo jest, że niektóre złoża w karpackich jednostkach tektonicznych zostały zdegradowane, a część z nich została powtórnie dopełniona. Dowodem na występowanie takich zjawisk są wyniki badań składu molekularnego rop naftowych, zwłaszcza w zakresie niskocząsteczkowych składników, które wyraźnie wskazują na obecność rop pochodzących przynajmniej z dwóch epizodów napełnienia (Matyasik i in., 2000). W celu oceny charakteru geochemicznego rop naftowych wykonano wiele badań biomarkerów, które pozwalają poznać genezę złóż. Tam gdzie było to możliwe z uwagi na dostępność rdzeni bądź reprezentatywnych próbek pochodzących z odsłoneń powierzchniowych wykonywano badania genetyczne dla potencjalnych skał macierzystych.

Pierwszą i zasadniczą trudnością w ustalaniu elementów krytycznych systemu naftowego Karpat jest odtworzenie pierwotnych ram basenów sedymentacyjnych, których osady stały się częściami orogenu wyróżnianymi jako płaszczowiny. Jednostki tektoniczne tej rangi w istocie są wydzielane na podstawie cech sedymentologicznych i stratygraficznych. W skomplikowanej mozaice jednostek tektonicznych budujących orogen elementami porządkującymi są pierwotne warunki sedymentacji w określonych subbasenach. Dzięki temu ustalanie relacji pomiędzy skałami macierzystymi a skałami zbiornikowymi jest wprawdzie nadal trudne, ale dzięki zasadzie superpozycji możliwe do prześledzenia w analizie ewolucji strukturalnej płaszczowin. Dużo trudniej jest ustalić historię pogrzebienia osadów i ich historię termiczną. Dodatkowo, sam proces tektonizacji osadów „przedpłaszczowinowych” z reguły nie da się odtworzyć z dużą dozą prawdopodobieństwa ze względu na długą drogę transportu tektonicznego osadów karpaccyckich i związanych z nimi procesów hydrotermalnych, czy nawet wulkanicznych, oraz istnienie skomplikowanej mozaiki zróżnicowanych stref strumienia ciepłego w czasie i przestrzeni. Stąd mamy takie paradoksalne przypadki, że złoża ropy naftowej występują w rejonach, gdzie w ich otoczeniu dojrzałość materii organicznej nie osiągnęła nawet wstępnej fazy generacji węglowodorów płynnych.

W Karpatach, tak jak i w innych obszarach orogenicznych, dużą rolę odgrywają obserwacje powierzchniowe wysięków ropy naftowej oraz ślady węglowodorów w rdzeniach wiertniczych. Krytycznymi elementami karpaccyckiego systemu naftowego jest wiele czynników, które bardzo trudno ująć w zespół jasnookreślonych reguł. Dopóki nie sprawdzimy większości antyklin pod kątem możliwości występowania złóż węglowodorów, to zawsze istnieje szansa na odkrycie złoża. Migracje węglowodorów możliwe są nie tylko z bezpośrednich układów skała macierzysta-skała zbiornikowa, ale możliwa jest migracja na większe odległości w złożonym systemie tektonicznym orogenu, nie mówiąc o prawdopodobieństwie migracji z podłoża Karpat (Karnkowski & Ozimkowski, 1998). Dziś już wiemy, że głębsze partie orogenu karpaccyckiego mają inny styl budowy: są bardziej połogie i mniej stektonizowane. W ich obrębie mogą występować wielopromienne antykliny, zupełnie nieznanne w płytszym piętrze strukturalnym. Akumulacje węglowodorów mogą więc występować w tych dużych, połogich antyklinach, ale dolne piętro strukturalne może być źródłem dla węglowodorów gromadzących się w wąskopromiennych antyklinach (Picha, 1996; Curtis, 2004; Cooper, 2007), tak dobrze rozpoznanych dzięki licznym wierceniom w Karpatach wykonywanych już od XIX w. Dopiero dzisiaj, dzięki postępowi w badaniach geofizycznych i głębokim wierceniom, zaczynamy dostrzegać szansę na „drugą młodość” poszukiwań karpaccyckich. To samo dotyczy podłoża Karpat rozumianego jako platformowe osady mezozoiczo-paleozoiczne, na które został nasunięty orogen karpaccycki.

## ZAPADLIŚKO PRZEDKARPACCYCKIE

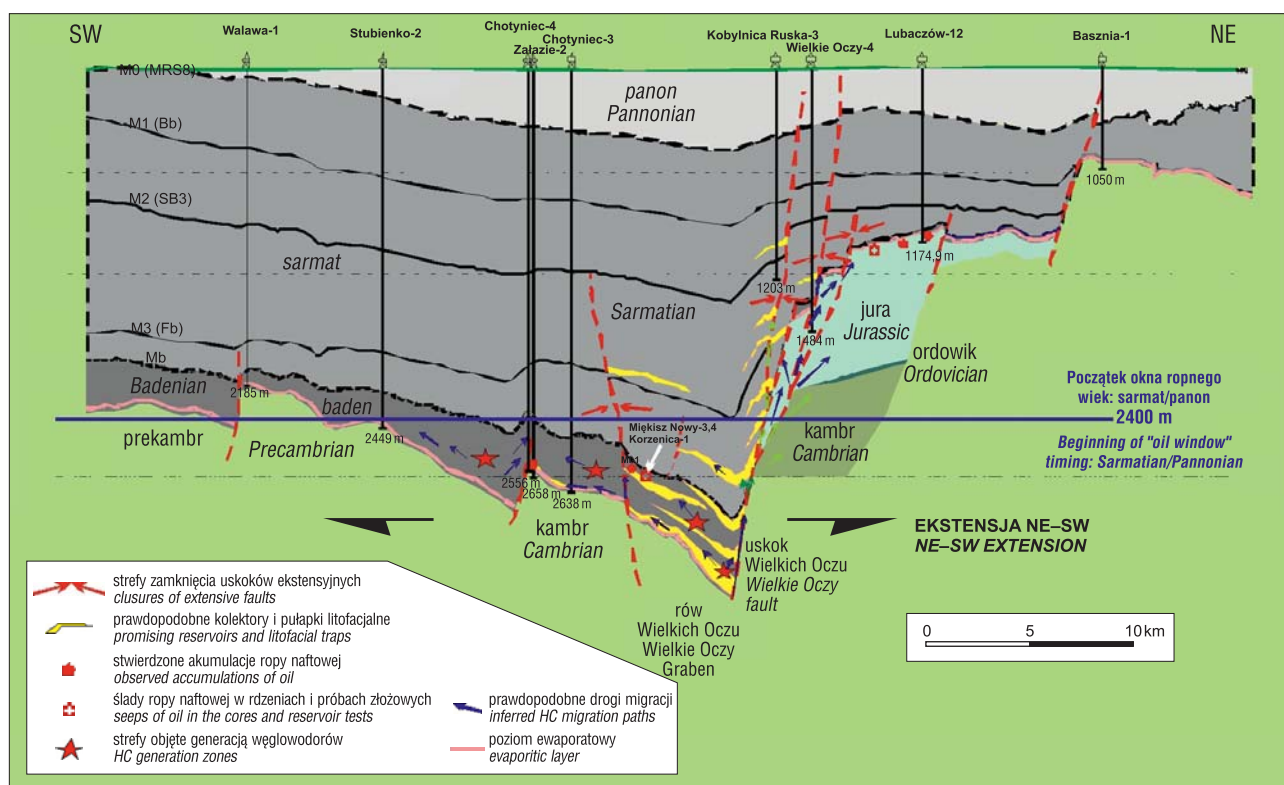
Dotychczasowe prace geologiczne prowadzone w utworach miocenu koncentrowały się głównie na jego perspektywiczności pod względem zasobów gazu. Odkryte

liczne złoża gazowe potwierdzały celowość takich działań. W wielu odwiertach oprócz objawów gazu o składzie odpowiadającym gazom biogenicznym coraz częściej w profilach odwiertów, gdzie miocen zalega na większych głębokościach (poniżej 2000 m), występują objawy gazu tzw. mokrego i objawy gazoliny lub nawet ropy. Zatem można przypuszczać, że węglowodory te mogą być produktem generacji z osadów mioceńskich, które znalazły się na takiej głębokości, gdzie możliwa była generacja we wczesnym etapie przeobrażeń termokatalitycznych. Na tym etapie są produkowane zarówno węglowodory typu gazowego, jak i niewielkie ilości ropy. Ta ilość jest ściśle związana z typem obecnego kerogenu. Przeprowadzone dotychczas badania geochemiczne dla utworów miocenu w rejonie rowu Wielkich Oczu sugerowały istnienie skał macierzystych mogących być źródłem generacji także węglowodorów ciekłych (Załazie, Ryszkowa Wola-7, Miękiś Nowy).

W północno-wschodniej części zapadliśka przedkarpaccyckiego, pomiędzy strefą Lubaczowa i strukturą tektoniczną zwaną Ryszkową Wolą (ryc. 3), w rejonie Lubaczowa odkryto wiele złóż gazu ziemnego w utworach miocenu. Znane też są objawy ropy naftowej w utworach jurajskich w rejonie Lubaczowa, Opaki oraz w utworach miocenu w Załaziu-2 czy w odwiercie Ryszkowa Wola-7, Miękiś Nowy-3, Korzenica-1.

W budowie geologicznej tego obszaru zarysowuje się charakterystyczna cecha zalegania utworów miocenu wprost na utworach kambru lub prekambru. W rejonie Lubaczowa pod utworami miocenu występują utwory jurajskie, których miąższość ocenia się na 800 m (ryc. 3). W rowie Wielkich Oczu stwierdzono skały macierzyste (baden środkowy i górny, 2385–2412, o miąższości efektywnej 15 m i zawartości TOC od 0,8 do 2,03%, zawierające II typ kerogenu (HI w zakresie od 208 do 438 mg HC/g TOC przy dojrzałości termicznej w skali  $T_{max}$  od 424 do 429°C; Słoczyński i in., 2006). Skałami zbiornikowymi są piaskowce badenu w depocentrum rowu i pułapki strukturalne związane ze strefą uskokową Wielkich Oczu. Po osadzeniu się utworów sarmatu pograżenie osiągnęło głębokość 2600 m, w wyniku czego nastąpiło podgrzanie osadów do temperatury 120°C, co spowodowało osiągnięcie przez nich progu dojrzałości termicznej ( $R_o > 0,6\%$ ) i wejście w główną fazę generowania węglowodorów. Poziom transformacji kerogenu (II typu) osiągnął prawie 30%, a proces generowania węglowodorów rozpoczął się pod koniec sarmatu górnego, tj. około 12 mln lat temu (przy pograżeniu skał macierzystych na głębokość ok. 2600 m) i trwa do czasów obecnych. Obliczona generacja z tej warstwy o 15-metrowej miąższości wynosi ok. 120 kg HC/m<sup>2</sup> powierzchni strukturalnej. Wyniki modelowania wskazują, że osady te nie osiągnęły zakładanego minimalnego 30-procentowego progu nasycenia węglowodorami, którego przekroczenie warunkuje zapoczątkowanie procesów ekspulsji (Matyasik i in., 2008).

Zjawisko generowania rop określanych jako niedojrzałe jest znane w wielu basenach naftowych na świecie. Dotychczas brak jest dokładnego wyjaśnienia, jakie czynniki mają największe znaczenie dla wczesnej generacji rop naftowych i jak przebiegają takie procesy. Samo zjawisko jest o tyle interesujące, że stwarza możliwości poszukiwawcze w płytkich horyzontach. Warstwy bogate w sub-



**Ryc. 3.** Przekrój geologiczny przez głębszą część zapadliska przedkarpackiego w rejonie Wielkich Oczu z zaznaczeniem potencjalnych stref generacyjnych ropy naftowej, pułapek i skał zbiornikowych (Porębski & Matyasik – niepublikowane)

**Fig. 3.** Geological cross-section in deeper part of the Carpathian Foredeep, Wielkie Oczy region, with marked hydrocarbon generation zones, reservoirs and traps (after Porębski & Matyasik – unpublished)

stancję organiczną typu algowego, gdzie TOC osiąga wartości powyżej 2%, a zawartość rozpuszczalnej substancji organicznej jest dość znaczna, mogą być szczególnie sprzyjające dla przebiegu procesów wczesnej generacji.

Ropy generowane we wczesnym etapie ewolucji termicznej osadów wykazują pewne charakterystyczne cechy nie tylko pod względem parametrów makroskopowych, ale również w składzie molekularnym. Ważne jest zatem rozpoznanie takich rop poprzez szczegółową analizę jak największej ilości parametrów, zwłaszcza tych, które w sposób bezpośredni lub pośredni świadczą o dojrzałości termicznej, i równocześnie uwzględnienie możliwości wpływu charakteru środowiska i typu facjalnego na wielkości tych parametrów. Poznanie i udokumentowanie zjawiska wcześniejszej generacji rop stwarza nadzieję na celowość poszukiwania złóż w horyzontach o niższym reżimie temperaturowo-czasowym.

W systemie naftowym zapadliska przedkarpackiego szczególną rolę odgrywa historia termiczna, a właściwie brak jej wpływu na występowanie złóż gazu ziemnego w utworach miocenu (Kotarba & Peryt, 2001). Gaz ziemny w zapadlisku przedkarpackim ma bowiem genezę niskotemperaturową, biogeniczną i utworzył się w temperaturze poniżej 60°C (Kotarba, 2011). Elementami krytycznymi w systemie naftowym miocenijskich osadów zapadliska przedkarpackiego są same pułapki gazu, które mogą mieć bardzo różnorodny charakter: strukturalny, stratygraficzny, litofacialny, a w każdym z tych głównych typów jeszcze wiele odmian (Jawor, 1983; Zubrzycki, 1986; Połtowicz, 1997; Porębski, 1999; Krzywić i in., 2004; Pietsch i in., 2007; Marzec i in., 2014). Współzależność pomiędzy odpowiednią skałą zbiornikową i pułapką, pamiętając, że zawsze

mamy do czynienia z układami wielowarstwowymi (Myśliwiec i in., 2004; Pietsch i in., 2007; Marzec i in., 2014), jest najtrudniejszym (krytycznym) elementem systemu naftowego w miocenijskim zapadlisku przedkarpackim.

W podłożu zapadliska, w niektórych miejscach, występują staropaleozoiczne i/lub mezozoiczne skały macierzyste. Z nich wygenerowała ropa naftowa znana w takich złożach jak Nosówka czy Grobla. Choć wiek skał zbiornikowych jest różny, to w istocie mamy do czynienia z podobnymi systemami naftowymi (Więclaw, 2011; Kotarba, 2012; Kosakowski & Wróbel, 2012). Ten fakt nabiera szczególnego znaczenia w świetle poszukiwań w głębokim piętrze strukturalnym Karpat oraz pod Karpatami (Picha, 1996). Tutaj mogą się kryć jeszcze znaczne niespodzianki.

## BASEN LUBELSKI

Odkryte dotychczas w tym basenie złoża węglowodorów występują w utworach dewonu i karbonu (Karnkowski, 1999). Wieloetapowy rozwój basenu lubelskiego umożliwił powstanie złóż ropy naftowej w różnych formacjach młodopaleozoicznych (bez permu), ale jednocześnie spowodował wiele komplikacji, np. złoża gazu występujące powyżej złóż ropy naftowej (karbońskie), których źródłem były skały dewońskie (Matyasik, 1998). Pomimo platformowego charakteru sedimentacji dewońsko-karbońskiej stopień tektonizacji obszaru jest stosunkowo duży (Narkiewicz i in., 1998; Krzywić & Narkiewicz, 2003). Historia termiczna tego basenu wskazuje, że tylko w jego centralnej części istniały warunki do generowania węglowodorów (Burzewski i in., 1998; Grotek i in., 1998;

Botor i in., 2002; Karnkowski, 2003). Krytycznymi elementami systemu naftowego basenu lubelskiego jest interakcja pomiędzy jego historią termiczną, silnym zróżnicowaniem litofacjalnym osadów i ich ewolucją strukturalną w okresie dewon–perm (ryc. 4). Wszystkie wymienione elementy współwystępują na stosunkowo niewielkim terenie i w skali kilku kilometrów może występować znacząca zmienność w stosunku do przewidywanych warunków geologicznych.

### BASEN BAŁTYCKI

Cechą szczególną złóż węglowodorów w basenie bałtyckim jest relacja skał macierzystych do pułapek węglowodorów. Pułapki to zwykle połogie antykliny ograniczone z jednej strony uskokiem, gdzie skałą zbiornikową są piaskowce środkowego kambru (Karnkowski, 1999; Schleicher i in. 1998; Weil, 1990). Skałami macierzystymi są utwory ordowiku, syluru dolnego i czasami kambru górnego (Grotek, 2009). Skały zbiornikowe są powyżej skał macierzystych, ale w przypadku antyklin przeciętych uskokiem skały macierzyste znajdują się w skrzydle zrzuconym, skąd węglowodory migrują wzdłuż uskoku do pułapki antyklinalnej. W kierunku zachodnim właściwości zbiornikowe skał środkowokambryjskich znacznie się pogarszają poniżej 3000 m głębokości (Swadowska & Sikorska, 1998; Jaworowski, 2000; Semyrka i in., 2010). Z drugiej strony są tutaj lepsze warunki do generacji gazu ziemnego. Sama strefa okna ropnego nie jest zbyt szeroka w polskiej strefie basenu bałtyckiego (ryc. 5) i w obszarze lądowym wynosi zaledwie 20–30 km, ale w morskim ta szerokość wzrasta do 50 km (Karnkowski, 2010). Krytycznym elementem systemu naftowego polskiej części basenu bałtyckiego jest zatem interakcja głębokości zalegania skał macierzystych i zbiornikowych z występowaniem odpowiedniej pułapki złożowej.

Po przeanalizowaniu właściwości geochemicznych najlepszych poziomów macierzystych (kambur górny, ordowik, sylur dolny) można ocenić, że najwyższe ilości węglowodorów zostały wygenerowane z utworów lądowego oraz kambru górnego. Oba te poziomy wykazują obecność II typu kerogenu (ropotwórczego), ale ich nieco zróżnicowane cechy genetyczne wpływają na różne zdolności generacji węglowodorów, zarówno w sensie ilościowym, jak i jakościowym (Karczewska i in., 2010).

Przebieg procesów generowania i ekspulsji węglowodorów w strefie basenu bałtyckiego był determinowany podgrzaniem skał macierzystych, co jest wynikiem ich maksymalnego pograżenia na skutek intensywnej subsydencji w sylurze i dewonie oraz przyrostem wartości strumienia cieplnego, którego apogeum przypadało na przełom karbonu i permu (Karnkowski, 1996). Najwcześniejsze procesy generacji węglowodorów rozpoczęły się w południowo-zachodniej części tego rejonu, gdy pod koniec syluru skały macierzyste osiągnęły pograżenie 2000–2200 m i z biegiem czasu geologicznego główna faza „okna ropnego” przesuwała się w kierunku północnym, gdzie pograżenie ich było mniejsze.

Wydajność generacji zależna jest od wielu czynników: zasobności w materię organiczną (TOC), potencjału węglowodorowego kerogenu (HI), jego stopnia transformacji oraz miąższości efektywnej poziomów macierzystych.

Generacja dużych ilości węglowodorów jest udziałem głównie warstw macierzystych syluru dolnego i kambru górnego, których miąższość chociaż rzadko przekracza 20 m, to posiadają one na tyle wysoki potencjał generacyjny, że wygenerowane z nich węglowodory stanowią 85% całości zasobów. Utwory macierzyste ordowiku (karadoku) wygenerowały także duże ilości węglowodorów. W strefach największej wydajności osiągają one do 1 mln THC/km<sup>2</sup>.

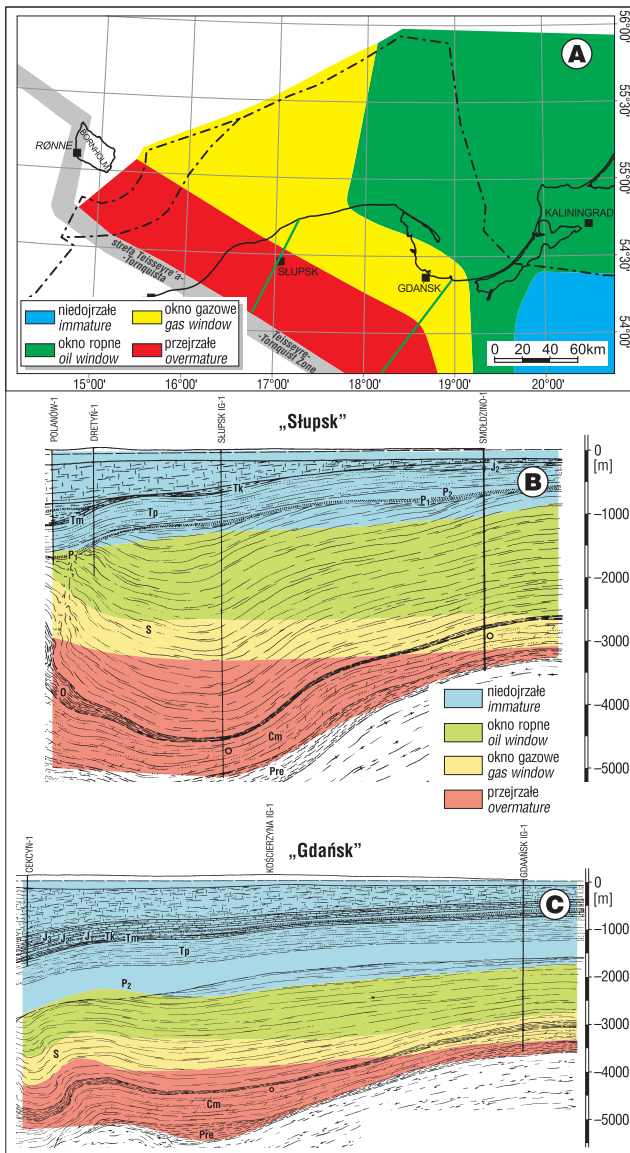
### SHALE GAS

Pokłady polskiego gazu z łupków, według dotychczasowych publikacji, mogą znajdować się na terenie od wybrzeża między Słupskiem a Gdańskiem, w kierunku Warszawy, aż po Lublin i Zamość. Takie rozprzestrzenienie zostało określone na podstawie znajomości rozkładu osadów sylurskich w basenie bałtyckim i basenie lubelskim, które są traktowane jako główne potencjalne źródło dla gazu z łupków. Zarówno w basenie lubelskim, jak i basenie bałtyckim istnieją więc przesłanki do poszukiwania potencjalnych złóż gazu z łupków. Prace poszukiwawcze podjęte w Polsce (wiele firm polskich i zagranicznych) w latach 2007–2016 umożliwiły wykonanie ponad 70 wierceń dedykowanych tej tematyce. Oficjalny raport ma zostać przygotowany przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Poszczególne firmy, zaangażowane w realizację tego projektu w Polsce, zawieszają jednak działalność poszukiwawczą w tym obszarze, nie podając konkretnych przyczyn takich decyzji. Niezależnie od powodów wstrzymujących obecnie aktywność firm w segmencie poszukiwań złóż typu *shale gas* doświadczenia zebrane przez polskich geologów dużo lepiej obrazują stopień złożoności systemu naftowego złóż niekonwencjonalnych. System ten składa się z jeszcze większej liczby elementów krytycznych, jak np. podatność geomechaniczna skał do szczelinowania, naprężenia i spękania w górotworze, anizotropia ośrodka skalnego poddawanego szczelinowaniu hydraulicznemu, ilość i jakość materii organicznej oraz określenie stopnia ekspulsji już wygenerowanych węglowodorów, jakość i koszty wierceń kierunkowych i zabiegów intensyfikacyjnych (Hill i in., 2007). Dziś już można próbować dawać odpowiedź na pytanie o elementy krytyczne w systemie naftowym *shale gas* w basenie bałtyckim i lubelskim, ale wynika to nie tylko z doświadczenia ostatniego dziesięciolecia, lecz również wiedzy osiągniętej na przestrzeni dziesiątków lat w XX w., kiedy poszukiwano tam złóż konwencjonalnych. Całościowa ocena materiałów współczesnych i archiwalnych pozwoli precyzyjniej określić elementy krytyczne systemu naftowego *shale gas* w skałach staropaleozoicznych w obszarach lubelskim i gdańskim.

### PODSUMOWANIE I WNIOSKI

1. Postęp w naukach geologicznych, geofizycznych i wiertniczych w okresie ostatnich 30 lat wprowadził do praktyki poszukiwania złóż węglowodorów pojęcie systemu naftowego, rozumianego jako zespół czynników niezbędnych do powstania i zachowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.





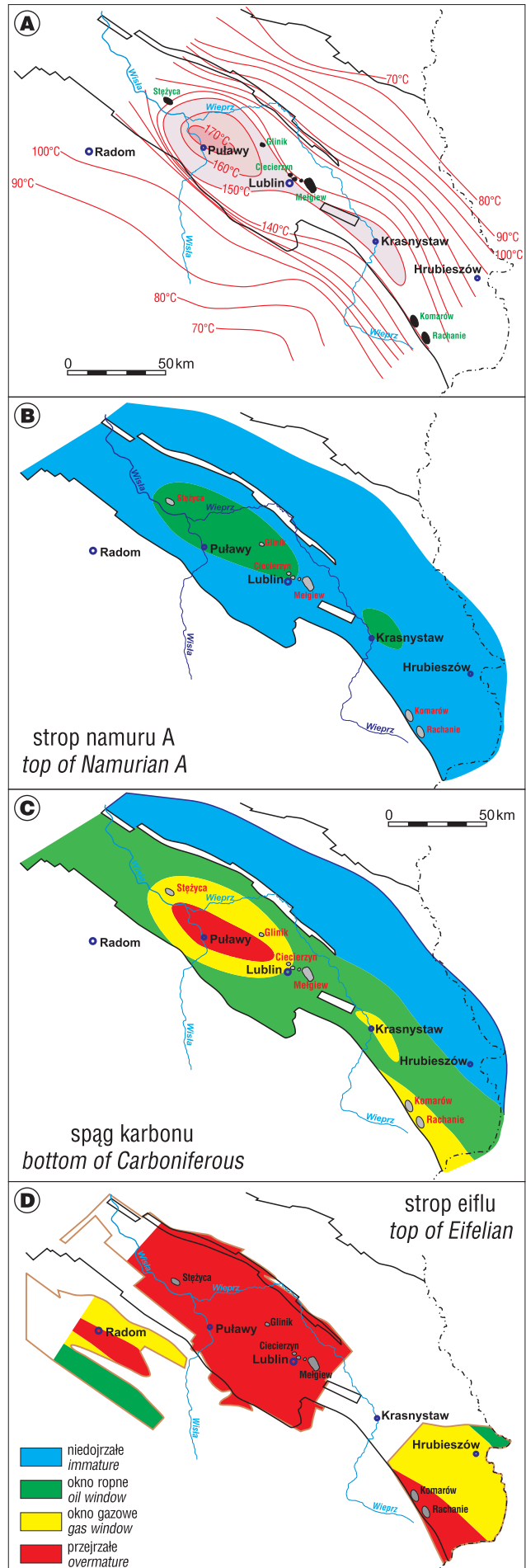
**Ryc. 4.** Strefy generacyjne węglowodorów w zachodniej części basenu bałtyckiego: **A** – rozmieszczenie stref dojrzałości materii organicznej w stropie kambru, **B** – przekrój geologiczny „Słupsk” z zaznaczonymi strefami dojrzałości materii organicznej, **C** – przekrój geologiczny „Gdańsk” z zaznaczonymi strefami dojrzałości materii organicznej (wg Karnkowskiego i in., 2010; zmienione)

**Fig. 4.** Hydrocarbon zones in the western part of the Baltic Basin: **A** – distribution of hydrocarbon zones on the top of Cambrian surface, **B** – geological cross-section “Słupsk” with indicated hydrocarbon zones, **C** – geological cross-section “Gdańsk” with indicated hydrocarbon zones (after Karnkowski et al., 2010; modified)



**Ryc. 5.** Rozmieszczenie i wielkość „okna ropnego” w wybranych formacjach dewońsko-karbońskich w basenie lubelskim: **A** – rozkład temperatur w spągu karbonu na przełomie karbonu i permu, **B** – strefy dojrzałości materii organicznej w stropie namuru, **C** – strefy dojrzałości materii organicznej w spągu karbonu/stropie dewonu, **D** – strefy dojrzałości materii organicznej w stropie eiflu (wg Karnkowskiego, 2003; zmienione)

**Fig. 5.** Extent of “oil window” in the selected Devonian-Carboniferous formations in the Lublin Basin: **A** – Carboniferous/Permian palaeotemperature map on the Carboniferous top surface, **B** – hydrocarbon zones on the top of Namurian, **C** – hydrocarbon zones on the Devonian-Carboniferous surface, **D** – hydrocarbon zones on the top of Eifelian (after Karnkowski, 2003; modified)



2. Końcowa ocena systemu naftowego to iloczyn wszystkich czynników biorących udział w procesie tworzenia się nagromadzeń węglowodorów, które muszą mieć zachowaną odpowiednią chronologię zdarzeń w przestrzeni geologicznej. Taka współzależność buduje często układy synergiczne lub antagonistyczne. Te układy nazywamy krytycznymi elementami systemu naftowego.

3. Rzetelna i wszechstronna analiza krytycznych elementów systemu naftowego w basenach sedymentacyjnych Polski pozwala wskazać nowe potencjalne obszary poszukiwań złóż węglowodorów.

4. W takim kontekście szczególnie obiecujący jest obszar systemu naftowego iłwoców formacji z Piły (centralna część basenu czerwonego spągowca) oraz „głębokie Karpaty” wraz z ich podłożem i głębsza część zapadliska przedkarpackiego.

5. Basen bałtycki i basen lubelski wymagają specjalnego podejścia poszukiwawczego, gdyż krytyczne elementy systemu naftowego mają tam duże znaczenie przy poszukiwaniu złóż typu *shale gas*.

Mamy świadomość, że rozległość poruszanej tematyki nie usatysfakcjonuje w pełni zarówno recenzentów, jak i czytelników odnośnie cytowanej literatury. Autorzy od blisko 40 lat zajmują się geologią naftową. Jednak wyniki własnych badań autorów, ich doświadczenie i przemyślenia pozwalają im na samodzielne stwierdzenia. Bierzymy odpowiedzialność za swoje słowa i wiedząc jaka jest skala możliwych spekulacji na wiele tematów – prezentujemy autorskie spojrzenie na przedstawione zagadnienie.

## LITERATURA

AL-AMERI T.K., AL-KHAFI A.J. & ZUMBERGE J. 2009 – Petroleum system analysis of the Mishrif reservoir in the Ratawi, Zubair, North and South Rumaila oil fields, southern Iraq. *GeoArabia*, 14: 91–108.

ALLEN P.A. & ALLEN J.R. 1990 – Basin analysis – principles and applications. Blackwell, Oxford.

BOOTH D.R.D., CLARK-LOWES D.D. & TRAUT MW. 1998 – Palaeozoic petroleum systems of North Africa. *Geol. Soc. Spec. Public.*, 132: 768.

BOTOR D., KOTARBA M. & KOSAKOWSKI P. 2002 – Petroleum generation in the Carboniferous strata of the Lublin Trough (Poland): an integrated geochemical and numerical modelling approach. *Organic Geochemistry*, 33: 461–476.

BOTOR D., PAPIERNIK B., MAĆKOWSKI T., REICHER B., KOSAKOWSKI P., MACHOWSKI G. & GÓRECKI W. 2013 – Gas generation in Carboniferous source rocks of the Variscan foreland basin: implications for a charge history of Rotliegend deposits with natural gases. *Ann. Soc. Geol. Pol.*, 83: 353–383.

BURRI P., FAUPEL J. & KOOPMANN B. 1993 – The Rotliegend in northwest Germany, from frontier to fairway. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series*, 4: 741–748.

BURZEWSKI W., KOTARBA M., BOTOR D., KOSAKOWSKI P. & SŁUPCZYŃSKI K. 1998 – Modelowanie procesów generowania i eksplulsji węglowodorów w utworach młodszego paleozoiku obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 273–284.

COOPER M. 2007 – Structural style and hydrocarbon prospectivity in fold and thrust belts: A global review. *Geol. Soc. Spec. Public.*, 272: 447–472.

CURTIS J.B., KOTARBA M.J., LEWAN M.D. & WIECŁAW D. 2004 – Oil/source rock correlations in the Polish Flysch Carpathians and Mesozoic basement and organic facies of the Oligocene Menilite Shales: Insights from hydrous pyrolysis experiments. *Organic Geochemistry*, 35(11–12 SPEC. ISS.): 1573–1596.

DADLEZ R. 1989 – Epikontynentalne baseny permu i mezozoiku w Polsce. *Kwart. Geol.*, 33 (2): 175–198.

GAST R., DUSAR M., BREITKREUTZ CH., GAUPP R., SCHNEIDER J.W., STEMMERIK L., GELUK M., GEISSLER M., KIERSNOWSKI H., GLENNIE K., KABEL S. & JONES N. 2010 – Chapter 7, *Rotliegend. [W:] Doornenbal H. & Stevenson A. (red.), Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. TNO, The Netherlands: 101–122.*

GLENNIE K.W. & PROVAN M.J. 1990 – Lower Permian Rotliegend reservoir of the Southern North Sea gas province. *Geol. Soc. Spec. Public.*, 50: 399–416.

GLINIAK P. & URBANIEC A. 2005 – Charakterystyka geofizyczna bioherm oksfordu na obszarze przedgórz Karpat w aspekcie nowych technik poszukiwania złóż węglowodorów. *Nafta-Gaz*, 61: 343–348.

GROTEK I. 2009 – Charakterystyka petrograficzna i dojrzałość termiczna materii organicznej z utworów syluru na obszarze kratonu wschodnioeuropejskiego. *Prz. Geol.*, 57 (4): 300–301.

GROTEK I., MATYJA H., SKOMPSKI S. 1998 – Dojrzałość termiczna materii organicznej w osadach karbonu obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 245–254.

HANTSCH T., KAUEAUF A. I. 2009 – Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer.

HILL R.J., JARVIE D.M., ZUMBERGE J., HENRY M. & POLLASTRO R.M. 2007 – Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin. *AAPG Bull.*, 91 (4): 445–473.

JARMOŁOWICZ-SZULC K., KARWOWSKI T. & MARYNOWSKI L. 2012 – Fluid circulation and formation of minerals and bitumens in the sedimentary rocks of the Outer Carpathians – Based on studies on the quartz-calcite-organic matter association. *Marine and Petroleum Geology*, 32 (1): 138–158.

JAWOROWSKI K. 2000a – Facies variability in the Cambrian deposits from the Kościerzyna and Gdańsk sections (Pomeranian Caledonides foreland, northern Poland): a comparative study. *Geol. Quart.*, 44 (3): 249–260.

JAWOR E. 1983 – Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w niestrukturalnych pułapkach w środkowej części zapadliska przedkarpackiego. *Nafta*, 39: 161–166.

KARCZEWSKA A., MATYASIK I. & ŻURAWSKI E. 2010 – Geochemistry of oils and source rocks of the early palaeozoic interval in the Baltic Sea, northern Poland. *The International Conference Baltic Petroleum*, 2010.

KARNKOWSKI P. 1999 – Oil and gas deposits in Poland. *GEOS*, Kraków, s. 380.

KARNKOWSKI P. 2007 – Exploration and exploitation of oil and gas fields in Poland: a historical outline. *Prz. Geol.*, 55: 1049–1059.

KARNKOWSKI P.H. 1985 – Warunki formowania się złóż gazu ziemnego w Wielkopolsce. *Kwart. Geol.*, 29 (2): 355–368.

KARNKOWSKI P.H. 1996 – Historia termiczna a generacja węglowodorów w rejonie struktury Dobrzyca (Pomorze Zachodnie). *Prz. Geol.*, 44 (4): 349–357.

KARNKOWSKI P. H., KIERSNOWSKI H. & CZAPOWSKI G. 1997 – Rotliegend stratigraphic gas traps versus depositional systems in the Polish Permian Basin. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 157: 345–352.

KARNKOWSKI P.H., KIERSNOWSKI H. & CZAPOWSKI G. 1997 – Sedimentological and geophysical data as a tool for prediction of the Rotliegend stratigraphic gas traps (Polish Permian Basin). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 157: 353–360.

KARNKOWSKI P.H. & OZIMKOWSKI W. 1998 – The distribution of oil and gas fields in relation to satellite image interpretation: an example from the Polish East Carpathians and the adjacent foredeep. *J. Petrol. Geol.*, 21 (2): 213–231.

KARNKOWSKI P.H. 1999 – Origin and evolution of the Polish Rotliegend Basin. *Polish Geological Institute, Special Papers*, 3: 1–93.

KARNKOWSKI P.H. 2000 Modelowanie procesów generacji węglowodorów w utworach cechsztyńskich basenu polskiego. *Prz. Geol.*, 48 (5): 443–447.

KARNKOWSKI P.H. & OZIMKOWSKI W. 2001 – Ewolucja strukturalna podłoża miocenijskiego basenu przedkarpackiego (obszar pomiędzy Krakowem a Przemyślem). *Prz. Geol.*, 49 (5): 431–436.

KARNKOWSKI P.H. 2003 – Karboński etap rozwoju basenu lubelskiego jako główne stadium generacji węglowodorów w utworach młodszego paleozoiku Lubelszczyzny: wyniki modelowań geologicznych (PetroMod). *Prz. Geol.*, 51 (9): 783–790.

KARNKOWSKI P.H. 2007a – Permian Basin as a main exploration target in Poland. *Prz. Geol.*, 55: 1003–1015.

KARNKOWSKI P.H., PIKULSKI L. & WOLNOWSKI T. 2010 – Petroleum geology of the Polish part of the Baltic region – an overview. *Geol. Quart.*, 54 (2): 143–158.

- KIERSNOWSKI H., BUNIA K., KUBERSKA M. & SROKOWSKA-OKOŃSKA A. 2010 – Występowanie gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski. *Prz. Geol.*, 58 (4): 335–346.
- KISIELOW W. & WDOWIARZ S. 1967 – Geochemical investigation of crude oils from the Carpathians and Carpathian Foreland in Poland. *Proc. of 7<sup>th</sup> World Petrol. Congress, Mexico*, 2: 533–542.
- KOSAKOWSKI P. & WRÓBEL M. 2012 Burial history, thermal history and hydrocarbon generation modelling of the Jurassic source rocks in the basement of the Polish Carpathian Foredeep and Outer Carpathians (SE Poland). *Geologica Carpathica*, 63 (4): 335–342.
- KOTARBA M.J. 2011 – Origin of natural gases in the autochthonous miocene strata of the Polish Carpathian Foredeep. *Ann. Soc. Geol. Pol.*, 81 (3): 409–424.
- KOTARBA M.J. 2012 – Origin of natural gases in the Paleozoic-Mesozoic basement of the Polish Carpathian Foredeep. *Geologica Carpathica*, 63 (4): 307–318.
- KOTARBA M. J., GRELOWSKI C., KOSAKOWSKI P., WIĘCŁAW D., KOWALSKI A. & SIKORSKI B. 1999 – Hydrocarbon potential of source rocks and origin of gas accumulations in the Rotliegend and Carboniferous in the northern part of western Pomerania. *Prz. Geol.*, 47: 480.
- KOTARBA M., KOSAKOWSKI P., WIĘCŁAW D., GRELOWSKI C., KOWALSKI A., LECH S. & MERTA H. 2004 – Hydrocarbon potential of Carboniferous source rocks on the Baltic part of Pomeranian Segment of the Middle Polish Trough. *Prz. Geol.*, 52: 1156–1165.
- KOTARBA M., POKORSKI J., GRELOWSKI C. & KOSAKOWSKI P. 2005 – Origin of natural gases accumulated in Carboniferous and Rotliegend strata on the Baltic part of the Western Pomerania. *Prz. Geol.*, 53: 425–433.
- KOTARBA M.J. & PERYT T.M. 2011 – Geology and petroleum geochemistry of miocene strata in the Polish And Ukrainian Carpathian foredeep and its palaeozoic-mesozoic Basement. *Ann. Soc. Geol. Pol.*, 81(3): 211–220.
- KOTARBA M.J., NAGAO K. & KARNKOWSKI P.H. 2014 – Origin of gaseous hydrocarbons, noble gases, carbon dioxide and nitrogen in Carboniferous and Permian strata of the distal part of the Polish Basin: geological and isotopic approach. *Chemical Geology*, 383 (2014): 164–179.
- KRZYWIEC P., ALEKSANDROWSKI P., FLOREK R. & SIUPIK J. 2004 – Budowa frontalnej strefy Karpat zewnętrznych na przykładzie mioceńskiej jednostki Zgłobiec w rejonie Brzeska-Wojnicz – nowe dane, nowe modele, nowe pytania. *Prz. Geol.*, 52 (11): 1051–1059.
- KRZYWIEC P. & NARKIEWICZ M. 2003 – O stylu strukturalnym kompleksu dewońsko-karbońskiego Lubelszczyzny w oparciu o wyniki interpretacji danych sejsmicznych. *Prz. Geol.*, 51 (9): 795–797.
- KUŚMIEREK J. 1990 – Zarys geodynamiki centralnokarpackiego basenu naftowego. *Pr. Geol. PAN*, 135, Kraków.
- MANN U., HANTSCH T., SCHAEFER R.G., KROSS B., LEYTHAEUSER D., LITTKER R. & SACHSENHOFER R.F. 1997 – Petroleum Migration: Mechanism, Pathways, Efficiencies and Numerical simulations. [W:] Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. (red.), *Petroleum and basin evolution*. Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, New York: 405–520.
- MARZEC, P. NIEPSUJ M., BAŁA M. & PIETSCH K. 2014 – The application of well logging and seismic modeling to assess the degree of gas saturation in Miocene strata (Carpathian Foredeep, Poland). *Acta Geophysica*, 62 (1): 83–115.
- MATYASIK I. 1998 – Charakterystyka geochemiczna skał macierzystych karbonu w wybranych profilach wiertniczych obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 215–226.
- MATYASIK I., SŁOCZYŃSKI T. & MADEJ K. 2008 – Możliwości generacyjne utworów miocenu wschodniej części zapadliska przedkarpackiego. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2008 nt. „Nauka, technika i technologia w rozwoju poszukiwań i wydobycia węglowodorów w warunkach lądowych i morskich”. Zakopane, 15–18 września. *Prace INiG*, 150: 449–454.
- MATYASIK I., STECZKO A. & PHILP R.P. 2000 – Biodegradation and migrational fractionation of oils from Eastern Carpathians, Poland. *Advances in Organic Geochemistry*, 31 (12): 1509–1523.
- MIALL A.D. 1996 – The geology of fluvial deposits: sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology. Springer, s. 583.
- MYŚLIWEC M. 2004 – Poszukiwanie złóż gazu ziemnego w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego na podstawie interpretacji anomalii sejsmicznych – weryfikacji anomalii. *Prz. Geol.*, 52 (4): 307–314.
- NARKIEWICZ M., MIŁACZEWSKI L., KRZYWIEC P., SZEWCZYK J. 1998 – Zarys architektury depozycyjnej basenu dewońskiego na obszarze radomsko-lubelskim. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 57–71.
- PICHA F.J. 1996 – Exploring for hydrocarbons under thrust belts – A challenging new frontier in the Carpathians and elsewhere. *AAPG Bulletin*, 80 (10): 1547–1564.
- PIETSCH K. MARZEC P., KOBYLARSKI M., DANEK T., LESNIAK A., TATARATA A. & GRUSZCZYK E. 2007 – Identification of seismic anomalies caused by gas saturation on the basis of theoretical P and PS wavefield in the Carpathian Foredeep, SE Poland. *Acta Geophysica*, 55 (2): 191–208.
- POLTOVICZ S. 1997 – Pozornie przekraczające zaleganie badenu na sekcjach sejsmicznych. *Nafta-Gaz*, 53: 117–125.
- PORĘBSKI J. & OSZCZYPKO N. 1999 – Litofacje i geneza piasków bogocickich (górnym baden), Zapadlisko Przedkarpackie. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 168: 57–82.
- WIĘCŁAW D. 2011 – Origin of liquid hydrocarbons accumulated in the Miocene strata of the Polish Carpathian Foredeep and its Palaeozoic-Mesozoic Basement. *Ann. Soc. Geol. Pol.*, 81 (3): 443–458.
- SCHLEICHER M., KÖSTER J., KULKE H. & WEIL W. 1998 – Reservoir and source-rock characterisation of the early Palaeozoic interval in the Peribaltic Syncline, northern Poland. *J. Petrol. Geol.*, 21: 33–56.
- SEMYRKA R., JARZYNA J., SEMYRKA G., KAŻMIERCZUK M. & PIKULSKI L. 2010 – Reservoir parameters of lithostratigraphic complexes of Lower Palaeozoic strata in the Polish part of the Baltic Basin based on laboratory studies and well logs. *Geol. Quart.*, 54: 227–240.
- SIKORSKA M. & PACZEŚNA J. 1997 – Quartz cementation in Cambrian sandstones on the background of their burial history. (Polish part of the East European Craton). *Geol. Quart.*, 41 (3): 265–272.
- SŁOCZYŃSKI T., MATYASIK I. & STECZKO A. 2006 – Potencjał węglowodorowy utworów miocenu w rejonie Lubaczów-Przemysł. *Nafta – Gaz*, 10: 487–492.
- SŁOWAKIEWICZ M. & GAŚIEWICZ A. 2013 – *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, 376: 523–538.
- SWADOWSKA E. & SIKORSKA M. 1998 – Historia pogrzebania skał kambru na podstawie refleksyjności macerałów wtrinitopodobnych w polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Prz. Geol.*, 46 (8): 699–706.
- WAGNER R. 1988 – Ewolucja basenu cechsztyńskiego w Polsce. *Kwart. Geol.*, 32: 32–52.
- WEIL W. 1990 – The reservoir properties of the Middle Cambrian sandstone deposits in the Leba-Żarnowiec area in the light of the statistic analysis (in Polish with English summary). *Kwart. Geol.*, 34 (1): 37–50.
- ZUBRZYCKI A. 1986 – Analiza facjalna i rozwój pułapek litologicznych w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego pomiędzy Rzeszowem a Pilzmem. *Pr. Geol. PAN Oddz. Kraków*, 131: 1–43.